



TRABAJO FIN DE GRADO

**PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA MEDIANTE UN
SISTEMA DE COGENERACIÓN DE DISTRITO**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y FLUIDOS

Autor: Isaac Esteban Varela

Tutor: Pedro Acislo Rodríguez Aumente



ÍNDICE

Índice de tablas.....	6
Índice de gráficas.....	9
Índice de imágenes.....	12
1. Estudio de la tecnología de cogeneración.....	15
1.1 Introducción.....	15
1.1.1 Fundamentos de la cogeneración	16
1.1.2 Tecnología básica de la cogeneración	17
1.1.3 Usos de la cogeneración.....	22
1.1.4 Parámetros de la cogeneración	24
1.2 Análisis del estado del arte.....	34
1.2.1 Evolución tecnológica y ambiental	34
1.2.1.1 Emisiones de las plantas de cogeneración.....	35
1.2.1.2 Mejoras efectuadas en motores primarios.....	36
1.2.1.2.1 Turbinas de gas	36
1.2.1.2.2 Motores alternativos.....	38
1.2.2 Alternativas	41
1.2.2.1 Turbinas de gas para cogeneración	42
1.2.2.2 Turbinas de vapor para cogeneración	43
1.2.2.3 Motores alternativos Stirling	45
1.2.2.4 Células de combustible	46
1.3 Cogeneración en el Mundo y Europa	47
1.3.1 Cogeneración en España.....	48
1.3.1.1 Origen y desarrollo	48
1.3.1.2 El presente de la cogeneración	53
1.3.1.3 El futuro de la cogeneración.....	58
2. Objetivo y descripción del proyecto.....	61
2.1 Objetivo del proyecto.....	75
2.2 Descripción del proyecto	76
3. Elección del distrito y ubicación de la planta	65



3.1 Introducción.....	65
3.2 Elección del distrito	66
3.2.1 Distritos alternativos considerados.....	66
3.2.2 Elección definitiva	68
3.2.3 Motivación	69
3.2.3.1 Eficiencia energética	70
3.2.3.2 Transporte de la electricidad generada	70
3.2.3.3 Impacto ambiental	70
3.2.4 Conclusiones	72
3.3 Ubicación de la planta de cogeneración	72
3.3.1 Ubicaciones alternativas consideradas	72
3.3.2 Ubicación seleccionada	72
3.3.3.1 Eficiencia energética y transporte de la electricidad generada	74
3.3.3.2 Impacto ambiental	75
3.3.4 Conclusiones	76
4. Descripción del complejo a dar suministro	77
4.1 Introducción.....	77
4.2 Viviendas.....	79
4.3 Locales comerciales y oficinas	84
4.4 Garajes	91
4.5 Conjunto completo	94
5. Estudio de la demanda energética del distrito.....	94
5.1 Introducción.....	94
5.2 Variables principales	95
5.2.1 Condiciones climatológicas.....	95
5.2.1.1 Temperatura.....	96
5.2.1.2 Radiación solar.....	96
5.2.2 Temperaturas de diseño	97
5.2.2.1 Calefacción	98
5.2.2.1.1 Temperatura de diseño en las viviendas.....	98
5.2.2.1.2 Temperatura de diseño en los locales comerciales y oficinas	98



5.2.2.2 Climatización	101
5.2.2.2.1 Temperatura de diseño en las viviendas	101
5.2.2.2.2 Temperatura de diseño en los locales comerciales y oficinas	102
5.2.3 Características aislantes del edificio	103
5.2.4 Metodología del proceso de cálculo de cargas térmicas	104
5.3 Valores de la demanda de calefacción y frío	106
5.3.1 Demanda de las viviendas	106
5.3.2 Demanda de los locales comerciales y oficinas	107
5.4 Cálculo de demandas parciales y totales	109
5.4.1 Cálculo de la demanda de las viviendas	109
5.4.2 Cálculo de la demanda de los locales comerciales y oficinas	114
5.5 Demanda energética global	118
5.5.1 Demanda global mensual	118
5.5.2 Demanda global diaria	119
5.5.3 Conclusiones	120
6. Descripción del sistema de distribución de la energía térmica	122
6.1 Introducción	122
6.2 Alternativas de diseño	127
6.3 Diseño definitivo y justificación	129
6.4 Proceso de dimensionamiento	136
6.4.1 Cálculos preliminares	137
6.4.1.1 Carga térmica de la red	137
6.4.1.2 Pérdidas de energía térmica	145
6.4.1.3 Primer dimensionamiento	149
6.4.1.4 Pérdidas de presión	153
6.4.2 Dimensionamiento final y justificación	157
7. Dimensionamiento preliminar de la planta de cogeneración	159
7.1 Introducción	159
7.2 Introducción de los parámetros principales y cálculo de su valor medio	161
7.3 Desarrollo del método de dimensionado preliminar	169
7.3.1 Introducción	169



7.3.2 Estudio de la termodinámica del problema.....	169
7.3.3 Análisis preliminar.....	186
7.3.4 Emisiones de CO ₂	193
7.3.5 Análisis económico I	198
7.3.5.1 Capital fijo invertido	190
7.3.5.2 Retorno de la inversión.....	206
7.3.5.3 Periodo de amortización.....	214
7.3.6 Conclusiones	216
8. Dimensionamiento de la planta de cogeneración.....	217
8.1 Primera fase de dimensionamiento	217
8.1.1 Introducción	217
8.1.2 Características técnicas del equipo seleccionado.....	218
8.1.3 Efecto en la demanda energética del distrito	221
8.1.3.1 Efecto del calor residual.....	222
8.1.3.2 Efecto de la potencia eléctrica	224
8.1.3.3 Efecto global de la demanda.....	225
8.1.4 Emisiones de CO ₂	226
8.1.5 Análisis económico II.....	226
8.2 Segunda fase de dimensionamiento.....	228
8.2.2 Análisis económico III	229
9. Conclusiones	231
10. Bibliografía.....	233
11. Anexos.....	235



Índice de tablas

Tabla 1. Emisiones de plantas de cogeneración y generación convencional en g/kWh eléctrico. [DOC05].....	35
Tabla 2. Demanda electricidad en el día 17 de Diciembre de 2001. [DOC06].....	50
Tabla 3 Numeración, actividad y superficie de los locales comerciales de los edificios 1 y 2. [Elaboración propia].	89
Tabla 4. Numeración, actividad y superficie de los locales de los anexos comerciales de los edificios 1 y 2. [Elaboración propia].	90
Tabla 5. Numeración, actividad y superficie de los locales comerciales del edificio 3. [Elaboración propia].....	90
Tabla 6. Resumen de los espacio a dar suministro en la urbanización. [Elaboración propia].	91
Tabla 7. Coeficientes de seguridad tenidos en cuenta. Viviendas. [Elaboración propia].....	106
Tabla 8. Datos del perfil de demanda de calor y frio. Viviendas. [Elaboración propia].	107
Tabla 9. Coeficientes de seguridad tenidos en cuenta. Locales comerciales. [Elaboración propia].....	108
Tabla 10. Datos del perfil de demanda de calor y frio. Locales comerciales. [Elaboración propia].....	109
Tabla 11. Potencias de calor y frio para viviendas, edificios y el total de ellos a lo largo de los 12 meses. [Elaboración propia].....	115
Tabla 12. Potencias de calor y frio para locales comerciales de los edificios y anexos en 12 meses. [Elaboración propia].	119
Tabla 13. Valores de la demanda global de calor y frío del complejo urbanístico. [Elaboración propia].....	120
Tabla 14. Longitud de los conductos que forman los anillos o conductos principales. Se incluye el conducto de retorno. [Elaboración propia].	131
Tabla 15. Valores de N_i para cada conducto i . [Elaboración propia].	138
Tabla 16. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 2. [Elaboración propia].....	139
Tabla 17. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 3. [Elaboración propia].....	139
Tabla 18. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 4. [Elaboración propia].....	139
Tabla 19. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 6. [Elaboración propia].....	139
Tabla 20. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 5. [Elaboración propia].....	140
Tabla 21. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 8. [Elaboración propia].....	140



Tabla 22. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 7. [Elaboración propia].....	140
Tabal 23. Superficie de los locales comerciales cuya demanda energética se encuentra cubierta por el los conductos de calor y frío i. [Elaboración propia].	140
Tabla 24. Carga térmica de los conductos 2, 3, 4 y 5 durante los meses del año. [Elaboración propia].....	142
Tabla 25. Carga térmica de los conductos 2, 3, 4 y 5 durante los meses del año. [Elaboración propia].....	143
Tabla 26. Carga térmica de los anillos de distribución durante los meses del año. [Elaboración propia].....	143
Tabla 27. Pérdidas térmicas por transferencia de calor entre el fluido calo portador y el ambiente. [DOC02].....	145
Tabla 28. Pérdidas por transferencia térmica en los anillos de calor y frío para los distintos meses del año. [Elaboración propia].....	145
Tabla 29. Pérdidas globales en los anillos para el servicio de calefacción y climatización en los meses de un año. [Elaboración propia].....	146
Tabla 30. Pérdidas globales en la red en los conductos de retorno para el servicio de calefacción y climatización en los meses de un año. [Elaboración propia].	146
Tabla 31. Pérdidas globales en la red el sistema de distribución para el servicio de calefacción y climatización en los meses de un año. [Elaboración propia].	147
Tabla 32. Pérdidas globales en la red del sistema de distribución para el servicio de calefacción y climatización teniendo en cuenta un factor de seguridad. [Elaboración propia].....	147
Tabla 33. Flujo másico y velocidad del fluido calo portador en los conductos principales para calefacción del sistema de distribución. [Elaboración propia].....	150
Tabla 34. Flujo másico y velocidad del fluido calo portador en los conductos principales para climatización del sistema de distribución. [Elaboración propia].	151
Tabla 35. Flujo másico y velocidad del fluido calo portador en los conductos de retorno del sistema de distribución. [Elaboración propia].	152
Tabla 36. Caídas de presión expresadas en los distintos conductos principales de frío y calor durante los meses del año. [Elaboración propia].	154
Tabla 37. Caídas de presión expresadas en los distintos conductos principales al converger a la misma presión antes de su retorno a la central. [Elaboración propia].	154
Tabla 38. Caídas de presión expresadas [Pa] en los conductos de retorno de frío y calor durante los meses del año. [Elaboración propia].	155
Tabla 39. Caídas de presión globales en los circuitos de calefacción y climatización. [Elaboración propia].....	155
Tabla 40. Potencia total del sistema de bombeo. [Elaboración propia].....	156
Tabla 41. Valores de la demanda global de calor y frío del complejo urbanístico en potencias y energía. [Elaboración propia].	161



Tabla 42. Valores de la demanda de electricidad para el complejo urbanístico [Elaboración propia].....	163
Tabla 43. Temperatura media mensual en la Comunidad de Madrid recogida entre los años 1971 y 2000. [AEMET].	164
Tabla 44. Variación del COP_{conv} por meses. [Elaboración propia].	166
Tabla 45. Variación del COP_{abs} por meses. [Elaboración propia].	167
Tabla 46. Valores de potencias eléctricas para 13 motores y su rendimiento. [Elaboración propia].....	169
Tabla 47. Intervalo de motores contemplados y sus rendimientos estimados mediante ajuste logarítmico. [Elaboración propia].....	171
Tabla 48. Costes de operación y mantenimiento por unidad de energía producida para diversos tamaños de motor. [DOC13].	198
Tabla 49. Valores del precio de varios motores alternativos en función de su potencia. [DOC13].....	200
Tabla 50. Relación de precios para distintos equipos de frío convencional en función de los kW de frío que producen. [DOC13].	202
Tabla 51. Relación de precios para distintas calderas en función de los kW de calor que producen. [DOC13].....	203
Tabla 52. Precio de la electricidad vendida clasificados por el rango de potencia de la planta de cogeneración. [Datos elaborados a partir del RD 661/2007 y DOC13].	207
Tabla 53. Precio del gas natural en función de la potencia de la planta de cogeneración para el año 2007. [DOC02].	207
Tabla 54. Precio del gas natural en función de la potencia de la planta de cogeneración para el año 2012. [Elaboración propia a partir de datos de DOC10].	



Índice de gráficas

Gráfica 1. Variación del rendimiento con el tamaño de las turbinas de gas. [DOC05].	36
Gráfica 2. Evolución de las turbinas de gas durante las últimas décadas. [DOC05].	36
Gráfica 3. Evolución del rendimiento y la presión media efectiva en motores de gas durante las últimas décadas. [DOC05].	39
Gráfica 4. Evolución en los últimos años y previsiones de la evolución en el rendimiento en motores de gas. [DOC05].	39
Gráfica 5. Producción de electricidad asociada a la cogeneración en varios países del mundo y expectativas de futuro. [Agencia Internacional de la Energía].	47
Gráfica 6. Energía de distrito de cogeneración industrial (GWh/año) y cobertura de la demanda en % E bruta para España y otros países Europeos. [Eurostat 2006].	48
Gráfica 7. Plantas de cogeneración instaladas por año en influencia del marco legal. [IDEA - CNE].	52
Gráfica 8. Evolución nacional de la potencia instalada dividida entre el sector industrial y el sector servicios, junto con la total. [DOC11].	55
Gráfica 9. Evolución de la cantidad de energía eléctrica producida por biomasa en plantas de cogeneración. [DOC12].	60
Gráfica 10. Evolución de la temperatura media anual en Madrid. [PFC01].	96
Gráfica 11. Evolución de la radiación incidente sobre un superficie a 45° con orientación norte en la zona de Madrid [PFC01].	97
Gráfica 12. Perfil horario de demanda por calefacción en día laborable medio de invierno. [DOC01].	98
Gráfica 13. Perfil horario de demanda de calefacción en un día de Diciembre. Viviendas. [Elaboración propia].	99
Gráfica 14. Perfil horario de suministro de calefacción en un día de Diciembre. Local comercial. [Elaboración propia].	100
Gráfica 15. Perfil horario de demanda de frío para climatización en un día de Julio. Viviendas. [Elaboración propia].	101
Gráfica 16. Perfil horario de demanda de frío para climatización en un día de Julio. Locales comerciales. [Elaboración propia].	102
Gráfica 17. Perfil de demanda horaria de frio y calor en los meses de un año. [PFC01].	106
Gráfica 18. Perfil de la potencia de frio y calor para locales comerciales. [DOC02].	108
Gráfica 19. Perfil de la potencia de frio y calor para una vivienda. [Elaboración propia].	109
Gráfica 20. Perfil de la potencia de frio y calor para el edificio 1 con 320 viviendas. [Elaboración propia].	111
Gráfica 21. Perfil de la potencia de frio y calor para el edificio 2 con 304 viviendas. [Elaboración propia].	112



Gráfica 22. Perfil de la potencia de frío y calor para el edificio 3 con 272 viviendas. [Elaboración propia].....	112
Gráfica 23. Perfil de la potencia de frío y calor para el edificio 4 con 304 viviendas. [Elaboración propia].....	113
Gráfica 24. Perfil de la potencia de frío y calor para la urbanización. 1200 Viviendas. [Elaboración propia].....	113
Gráfica 25. Perfil de la potencia de frío y calor para un local comercial de superficie media. [Elaboración propia].	114
Gráfica 26. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del edificio 1. [Elaboración propia].....	115
Gráfica 27. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del anexo comercial del edificio 1. [Elaboración propia].	115
Gráfica 28. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del edificio 2. [Elaboración propia].....	116
Gráfica 29. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del anexo comercial del edificio 2.[Elaboración propia].	116
Gráfica 30. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del edificio 3. [Elaboración propia].....	117
Gráfica 31. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales comerciales de la urbanización. [Elaboración propia].	117
Gráfica 32. Demanda global. Viviendas y locales comerciales. [Elaboración propia].	118
Gráfica 33. Perfil horario de la demanda global de calefacción. [Elaboración propia].....	119
Gráfica 34. Consumo de los locales comerciales respecto al 100% global demandado. [Elaboración propia].	120
Gráfica 35. Relación entre rendimiento y potencia eléctrica para diversos motores. [Elaboración propia].....	171
Gráfica 36. Ajuste logarítmico que otorga a cada potencia eléctrica un rendimiento determinado. [Elaboración propia].	171
Gráfica 37. Consumo específico de un motor alternativo en función de su potencia. [Elaboración propia].....	172
Gráfica 38. Valor del parámetro C_f en función de la potencia del motor. [Elaboración propia].	174
Gráfica 39. Valor de los parámetros \bar{Q}_{res_usado} y $\bar{Q}_{útil_usado}$ en función de la potencia del motor. [Elaboración propia].	181
Gráfica 40. Valores de varias magnitudes en función del tamaño del motor. [Elaboración propia].....	185
Gráfica 41. Variación de los principales parámetros de cogeneración con la potencia nominal del motor térmico. [Elaboración propia].	187
Gráfica 42. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 1. [Elaboración propia].	189



Gráfica 43. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 2. [Elaboración propia].	191
Gráfica 44. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 3. [Elaboración propia].	192
Gráfica 45. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 4. [Elaboración propia].	193
Gráfica 46. Ahorro en las emisiones de CO ₂ en función del tamaño de la planta aplicando los dos criterios definidos. [Elaboración propia].	197
Gráfica 47. Índice de emisiones de CO ₂ en función del tamaño de la planta según los dos criterios definidos. [Elaboración propia].	198
Gráfica 48. Relación de los valores del coste de mantenimiento extendidos para obtener su expresión en función del tamaño de la planta. [Elaboración propia a partir de datos DOC13].	200
Gráfica 49. Costes de operación y mantenimiento totales en función de la potencia de la planta. [Elaboración propia a partir de DOC13].	201
Gráfica 50. Coste de inversión en el motor alternativo en función de su potencia. [DOC13].	202
Gráfica 51. Precios del coste de inversión de la maquinaria de absorción en función de la potencia de la planta. [DOC13].	202
Gráfica 52. Precio de los equipos de frío convencional en función de su tamaño. [Elaboración propia a partir de DOC13].	203
Gráfica 53. Precio de las calderas en función de su tamaño. [Elaboración propia a partir de DOC13].	205
Gráfica 54. Variación del FEUE y TΔ€ para los modos de uso contemplados en función del tamaño de la planta expresado en MW. [Elaboración propia].	214
Gráfica 55. Tiempos de amortización para los modos de funcionamiento contemplados y el tamaño de la planta. [Elaboración propia].	215
Gráfica 56. Demanda de calefacción (barras rojas) y calor útil disponible para calefacción o producción de frío a partir del motor 1 (barras amarillas). [Elaboración propia].	222
Gráfica 57. Demanda de calefacción no cubierta por el motor 1 (barras rojas) y frío útil disponible a partir del calor residual del mismo motor no empleado en calefacción. [Elaboración propia].	223
Gráfica 58. Demanda de la climatización total y la restante debido al aporte del motor uno. [Elaboración propia].	223
Gráfica 59. Demanda de climatización dos (barras de color azul claro) y frío obtenido a partir de la potencia eléctrica del motor 1 (barras de color azul oscuro). [Elaboración propia].	224
Gráfica 60. Demandas remanentes después de la primera fase de dimensionamiento. [Elaboración propia].	225



Índice de imágenes

Imagen 1. Sistema de cogeneración, por sus siglas en inglés: CHP, “Combined Heat & Power” [Cogen – España].....	17
Imagen 2. Elementos principales de un motor alternativo. [DOC05].	19
Imagen 3. Distribución del uso de los combustibles empleados para cogeneración. [DOC05].....	20
Imagen 4. Esquema de una planta de cogeneración que atiende un sistema de calefacción de distrito. [CAT01].....	21
Imagen 5. Esquema de una planta de cogeneración que atiende un sistema de climatización de distrito. [CAT01].....	22
Imagen 6. Esquema de un ciclo de gas con sistema de regeneración. [DOC05].....	38
Imagen 7. Turbina de gas con ciclo regenerativo. [CAT03].	39
Imagen 8. Numeración de los elementos principales citados de un turbogenerador. [DOC05].	42
Imagen 9. Esquema del sistema de un sistema de cogeneración en un turbogenerador. [DOC05].	43
Imagen 10. Esquema de una célula de combustible de hidrógeno y oxígeno. [ICMA].....	46
Imagen 11. Marco legislativo en España desde 1980 hasta 2008. [DOC 06].....	49
Imagen 12. Distribución del número de plantas y su potencia total por comunidad autónoma. [DOC11].....	54
Imagen 13. Distribución de las instalaciones según de cogeneración según la potencia instalada (imagen izquierda), y según el número de instalaciones (imagen derecha). [DOC11].	54
Imagen 14. Distribución de la energía cogenerada por sector industrial. [DOC11].	55
Imagen 15. Parte proporcional de energía aportada por las distintas tecnologías en los primeros 5 meses del año 2012. [REE].....	57
Imagen 16. Evolución del suministro de energía primaria. [DOC 12].	59
Imagen 17. Ubicación de la alternativa y destinos de suministro. [Google Earth].	67
Imagen 18. Distrito objeto del proyecto. [Google Earth].....	69
Imagen 19. Situación de la sub-estación en el entorno de la urbanización. [Google Earth].	71
Imagen 20. Dimensiones del terreno desocupado para la colocación de la planta. [Google Earth].	73
Imagen 21. Zona de ubicación de la planta de cogeneración. [Fuente propia].	74
Imagen 22. Renderizado tridimensional del distrito. [Elaboración propia].	78
Imagen 23. Vista de planta de los edificios 1 y 2 separados en sus distintos bloques. [Elaboración propia].....	79
Imagen 24. Vista de planta de los edificios 3 y 4 separados en sus distintos bloques. [Elaboración propia].....	79
Imagen 25. Conjunto de viviendas que forman la planta de un edificio. [Elaboración propia].....	82
Imagen 26. Plano detallado de la vivienda unifamiliar de los edificios del distrito. [Elaboración propia].	83



Imagen 27. Fotografía de la calle del Río Segura. [Fuente propia].....	85
Imagen 28. Distribución y numeración de los locales comerciales en la planta baja del edificio 1. [Elaboración propia].	86
Imagen 29. Distribución y numeración de los locales comerciales en el anexo comercial del edificio 1. [Elaboración propia].	86
Imagen 30. Distribución y numeración de los locales comerciales en la planta baja del edificio 2. [Elaboración propia].	87
Imagen 31. Distribución y numeración de los locales comerciales en el anexo comercial del edificio 2. [Elaboración propia].	87
Imagen 32. Distribución y numeración de los locales comerciales en la planta baja del edificio 3. [Elaboración propia].	88
Imagen 33. Vista tridimensional del edificio 1. [Elaboración propia].	92
Imagen 34. Vista tridimensional del edificio anexo comercial 1. [Elaboración propia].....	92
Imagen 35. Vista tridimensional del edificio anexo comercial 2. [Elaboración propia].....	93
Imagen 36. Composición habitual de un muro de viviendas. [Elaboración propia].....	103
Imagen 37. Primera alternativa del sistema de distribución de energía térmica del distrito. [Elaboración propia].	128
Imagen 38. Esquema del sistema de distribución implantado sobre una real del distrito. [Elaboración propia a partir de imágenes de Google Earth].	130
Imagen 39. Esquema del sistema de distribución. [Elaboración propia].....	131
Imagen 40. Funcionamiento normal. [Elaboración propia].	133
Imagen 41. Fallo de bombeo en el anillo superior. Retorno cerrado y alimentación completa por el anillo inferior. [Elaboración propia].	134
Imagen 42. Fallo de bombeo en el anillo inferior. Retorno cerrado y alimentación completa por el anillo superior. [Elaboración propia].	134
Imagen 43. Vista frontal del motor uno. [CAT02].	219
Imagen 44. Vista lateral del motor uno. [CAT02].....	219



CLAÚSULA DE SALVAGUARDA

Este Proyecto Fin de Carrera tiene un propósito exclusivamente académico, que se concreta en probar la capacidad de su autor para hacer aplicación y síntesis de los conceptos y técnicas aprendidos durante la realización de los estudios tendentes a la obtención del Título de Graduado en Ingeniería Mecánica de acuerdo a los requisitos de la UC3M. Por dicho motivo, no se autoriza su utilización por personal ajeno a la realización del mismo, no haciéndose ni su autor ni su director o tutor, responsables de los daños y perjuicios directos o indirectos que pudiera ocasionar la aplicación de los conceptos, técnicas, metodologías y/o resultados en él contenidos.



Capítulo 1

ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA DE COGENERACIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

El fomento de la producción de energía por medio de la cogeneración debe enfocarse de manera prioritaria en el marco de desarrollo industrial.

Los beneficios potenciales que aporta son ahorro de energía primaria, eliminación de pérdidas en la red y reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, puede jugar un papel muy importante en el desarrollo económico de un país, haciéndolo más sostenible y cercano al cumplimiento de los distintos acuerdos internacionales firmados en materia de calentamiento global.



Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración contribuye eficazmente a la seguridad y diversificación del abastecimiento de energía, acercando la generación al punto de consumo.

La mejora de la situación competitiva de nuestra industria permite que se obtenga valor de la energía residual de los procesos productivos. Esta tecnología de recuperación está implantada en el sector industrial y ha permitido promulgar la cogeneración.

En España, el estado de implantación de instalaciones de potencias elevadas para industrias contrasta con el escaso acercamiento al sector residencial y terciario. Ambos suponen un 27,6% (dato calculado a partir de datos de [DOC07] del *Foro Nuclear*) del consumo de energía final, del que dos tercios se consume en las instalaciones térmicas (un 35% en el caso de la Comunidad de Madrid). Dichos sectores podrían hacer uso de plantas de cogeneración para sistemas de aporte de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria.

En este proyecto se trata de demostrar la gran utilidad y el potencial aprovechable de este modo de producción de energía. El ahorro de combustible, la seguridad de la inversión y su retorno en un período de tiempo relativamente corto (sin depender de la política de incentivación a energías verdes vigente, ofrezcan o no ayudas), la reducción de emisiones y la flexibilidad a adaptarse a casi cualquier tamaño de cliente, son los aspectos que se persiguen demostrar y defender.

Para ello, se sugiere el dimensionamiento de una planta adaptada a un determinado cliente, cuya demanda y necesidad energética han sido analizadas. La ejecución del diseño se ha basado en un sistema de estudio completo, que puede emplearse a modo de guía y ser adaptado a cualquier otra situación, que comprenda otro cliente, con otras demandas, dedicado a otro sector, y que requiera otras aplicaciones con las que dar provecho al calor útil.

La cogeneración es, pues, un fenómeno de actualidad, que juega un papel importante en el desarrollo de la eficiencia energética mundial. Por lo tanto, hasta que la tecnología desarrollada en un futuro permita prescindir del uso de combustibles fósiles, lo fundamental es aprovechar el disponible de la forma más eficiente posible.

1.1.1 Fundamentos de la cogeneración.

La cogeneración es la producción simultánea y conjunta de energía eléctrica y calor útil de una manera altamente eficiente.

La eficiencia de la cogeneración está basada en el alto aprovechamiento del poder calorífico de la energía primaria, lo que se traduce en un elevado rendimiento de las plantas que llevan a cabo su operación mediante este sistema.

La base de la cogeneración es el aprovechamiento del calor residual en un proceso de obtención de energía eléctrica, en el cual intervienen ciertos tipos de maquinaria, los

motores térmicos. En ellos se aprovecha la energía calorífica del combustible para crear un flujo de corriente eléctrica.

Durante este proceso, el calor liberado por la reacción química a alta temperatura del combustible se transforma en energía mecánica, la que produce electricidad después de una segunda transformación. A lo largo de esta primera, la potencia que la fuente de energía primaria aporta se va disipando y resulta empleada en procesos no conservativos, obtención de trabajo útil y finalmente, donde actúa la cogeneración, disipación de calor.

Un sistema de captación del calor disipado para hacer posible su uso y aprovechamiento se traduce en una recuperación de energía, que en un principio se considera y se asume como desaprovechada en el proceso de generar electricidad. En la realidad, este calor disipado puede suponer hasta un 50% por ciento de la energía total contenida en el combustible.

La siguiente imagen muestra el principio de trabajo básico de un sistema de cogeneración:

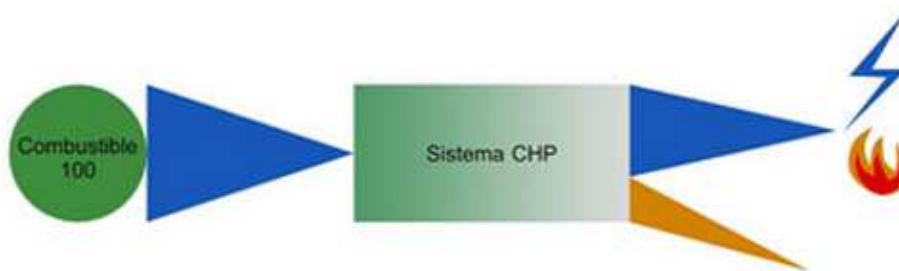


Imagen 1. Sistema de cogeneración, por sus siglas en inglés: CHP, "Combined Heat & Power"
.[Cogen – España].

Se puede apreciar en la *Imagen 1* la entrada de combustible en la planta, que mediante un sistema de cogeneración, resulta empleado en generar calor y electricidad. Ciertas pérdidas de calor inevitables son también asumidas, y se representan con la flecha amarilla.

1.1.2 Tecnología básica de la cogeneración.

La tecnología que se emplea para el funcionamiento de una planta de cogeneración está fundamentalmente basada en el empleo de los siguientes elementos: motor térmico, generador eléctrico y recuperadores de calor. En este apartado se va a dar preferencia descriptiva al motor térmico seleccionado para el diseño de este proyecto, *el motor alternativo*, dando descripciones en apartados posteriores de otras alternativas y opciones que existen en el mercado.



El motor a gas es un tipo de motor alternativo ampliamente utilizado en plantas de cogeneración, y el tipo de motor térmico a partir del cual se diseña la instalación de este proyecto. Opera de acuerdo con el principio del ciclo Otto, con una mezcla pobre de gas y aire que es comprimida y encendida por un sistema eléctrico. Con esto, el rendimiento aumenta, las emisiones se reducen (especialmente las de NOx) y la potencia específica del motor aumenta al desplazarse la zona de detonación. El objetivo principal es una combustión rápida y completa, y esto se consigue de varias maneras, dependiendo del tipo de motor.

Los elementos principales que forman un motor alternativo son:

- **Árbol de levas.** Regula el cierre y la apertura de las válvulas de admisión y escape.
- **Cigüeñal:** Es un árbol que junto con las bielas transforma el movimiento alternativo en circular.
- **Culata.** Es la parte superior de un motor de combustión interna que permite el cierre de las cámaras de combustión.
- **Turbocompresor.** Aprovecha la energía térmica de los gases de escape para accionar una turbina, conectada a un compresor que recibe los gases de admisión. Al comprimirlos, puede introducirse mayor cantidad en la cavidad de los cilindros y aumentar la potencia del motor.
- **Sistema de Ignición.** Es el elemento que produce el encendido de la mezcla de combustible y aire. Provoca una descarga eléctrica en la cámara que inicia la reacción de combustión. Puede incorporar diversos sistemas de control para evitar la detonación.
- **Bloque del motor.** Es una gran pieza fundida que alberga los cilindros y los soportes de apoyo del cigüeñal.
- **Cámara de pre-combustión.** La incluyen algunos motores alternativos para evitar la detonación. En ella se comienza la combustión de manera controlada para extenderse después al espacio de combustión cuando el pistón se encuentra en el punto muerto superior.
- **Pistón.** Está situado dentro del cilindro y realiza un movimiento de sube y baja impulsado por la energía térmica de la explosión, lo que lo convierte en el primer elemento en recibirla.

- **Camisa de pistón.** En su interior albergan los pistones. Recibe directamente el calor de la combustión y es un foco térmico de recuperación de calor clave para la cogeneración.

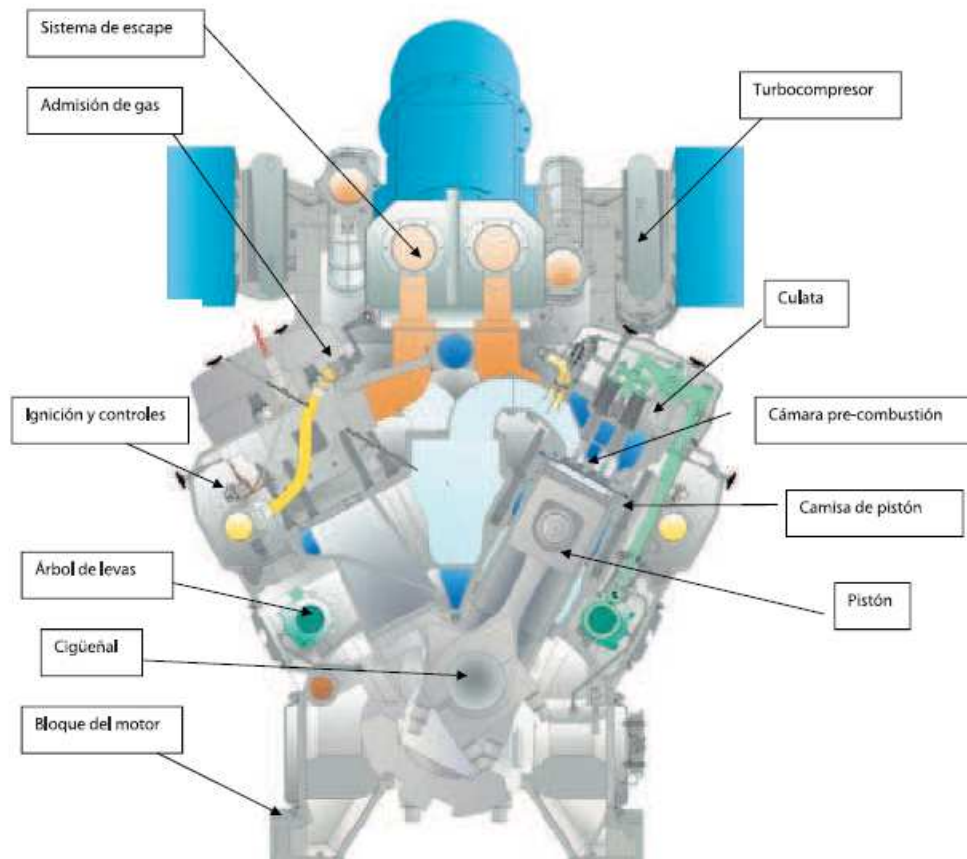


Imagen 2. Elementos principales de un motor alternativo. [DOC05].

Dependiendo de la potencia de la planta, esta puede estar compuesta por más de un motor térmico. En él se inyecta el suministro de energía primaria y se combustiona. La energía térmica liberada por el combustible, y transformada por el motor en mecánica, se introduce en un generador eléctrico, otro de los elementos básicos de la planta, el cual genera un flujo de corriente alterna.

Los motores térmicos que se usan principalmente son motores alternativos y turbinas de gas. La elección está determinada por la potencia a instalar y en la comparativa entre el rendimiento y emisiones de gases contaminantes que ambas opciones suponen.

Los combustibles empleados para motores de combustión interna son gas natural, gases licuados del petróleo (LPG) y combustibles líquidos (gasóleo). El primero de ellos es el más comúnmente utilizado debido a la competitividad de su precio y su

disponibilidad. En el caso de plantas que empleen otro tipo de motores térmicos, también se puede emplear carbón (ciclos de vapor), biomasa, residuos industriales o biogás.

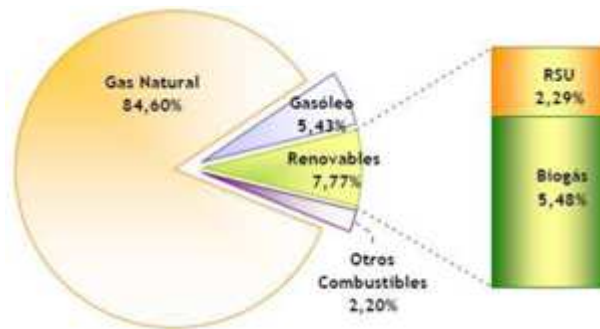


Imagen 3. Distribución del uso de los combustibles empleados para cogeneración. [DOC05].

El elemento que caracteriza a las plantas de cogeneración son los recuperadores de calor, cuya misión es transportar el calor residual a un fluido. Básicamente se trata de varios intercambiadores que actúan en distintos focos de calor de la planta, conectados entre sí, por los que circula un circuito de agua.

La estructura habitual en la refrigeración de los motores es de dos circuitos de refrigeración. Por un lado el de alta temperatura (refrigera las camisas de motor y la parte de alta temperatura del postenfriador del turbo) y por otro lado, el circuito de baja temperatura (encargado de refrigerar el aceite de lubricación y la parte baja del aftercooler).

Ordenados crecientemente por la temperatura del recurso, y por lo tanto del agua que los aprovecha, los recursos aprovechables son los siguientes:

- Fluido refrigerador del aceite del motor (circuito color naranja *imagen 4*).
- Postenfriador del turbo (circuito color rojo *imagen 4*).
- Agua de refrigeración de camisas de cilindros del motor (circuito color azul *imagen 4*).
- Calor de los gases de escape (circuito color gris *imagen 4*). Su alta temperatura, entre los 380 y 450°C lo hace el recurso térmico más aprovechable.

En la siguiente imagen se muestra el esquema de una planta de cogeneración para la aplicación base de este proyecto, calefacción de distrito. En este caso, el motor térmico empleado es un motor alternativo. Se hace especial énfasis en el sistema de recuperación de calor y su aprovechamiento mediante los circuitos nombrados a continuación.

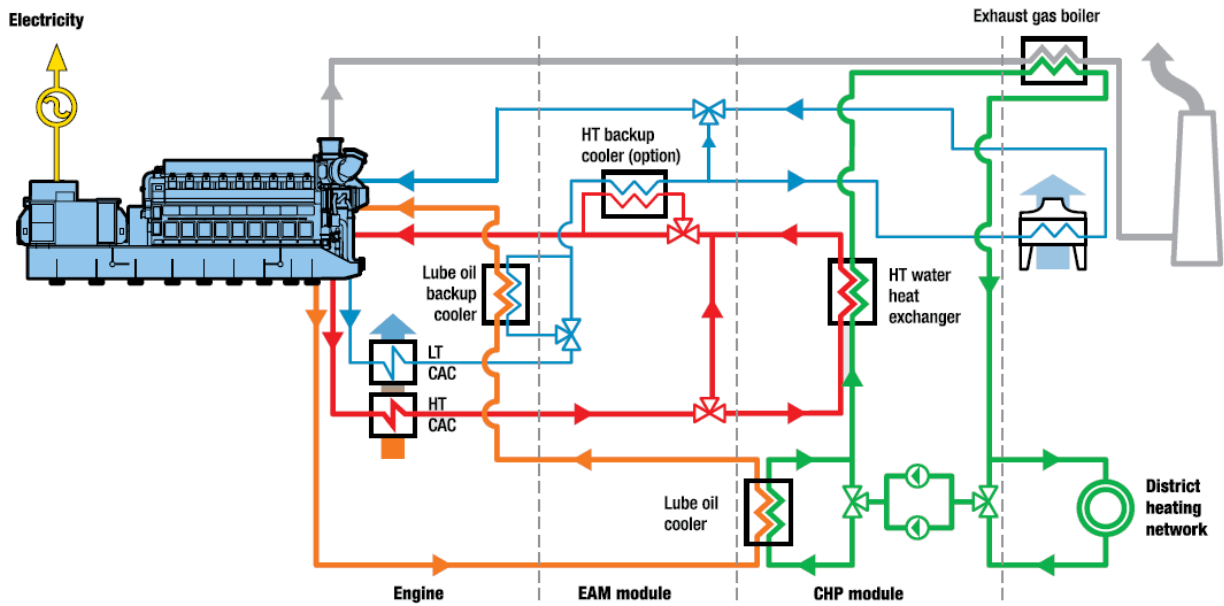


Imagen 4. Esquema de una planta de cogeneración que atiende un sistema de calefacción de distrito. [CAT01].

Por el circuito verde circula el agua que atraviesa los recuperadores de calor y se transporta hasta la red de calefacción de distrito. El circuito azul, que corresponde al agua de refrigeración de las camisas del motor, se está empleando para garantizar la refrigeración del motor cuando no hay demanda de calor, o hay poca. Esto es necesario porque los motores alternativos siempre necesitan controlar su temperatura de funcionamiento. Para este fin también hay una serie de válvulas que pueden restringir el paso del fluido por los recuperadores de calor.

Las calderas de respaldo son otro elemento habitual que puede encontrarse en estas plantas. En caso de tener una demanda superior a la que se puede generar, se ponen en funcionamiento para producir todo el calor necesario. También se emplean durante las fases de reparación o mantenimiento. Los usuarios a los que suministra electricidad siempre pueden adquirirla de la red eléctrica convencional, pero la demanda de calor es tarea exclusiva de la planta y se requiere continuidad del servicio.

En el caso de instalaciones de poligeneración también podemos encontrar máquinas de absorción, tanto de simple efecto como de doble efecto. Aprovechando el calor residual, se hace circular por ellas un caudal de fluido caliente que pone en funcionamiento la máquina y se obtiene un flujo de agua fría que se emplea posteriormente para climatización. Los circuitos de aprovechamiento de calor residual del motor alternativo que se pueden emplear en las máquinas de cogeneración son todos los anteriormente citados. Cuando se requiera una producción de agua fría

notablemente superior que de agua para calefactar, se pueden emplear los gases de escape a alta temperatura. En el siguiente esquema se muestra el esquema de funcionamiento, en el que el calor obtenido de las camisas del motor (circuito rojo) y del aceite de lubricación (circuito amarillo) son aprovechados, además de los gases de escape (circuito naranja).

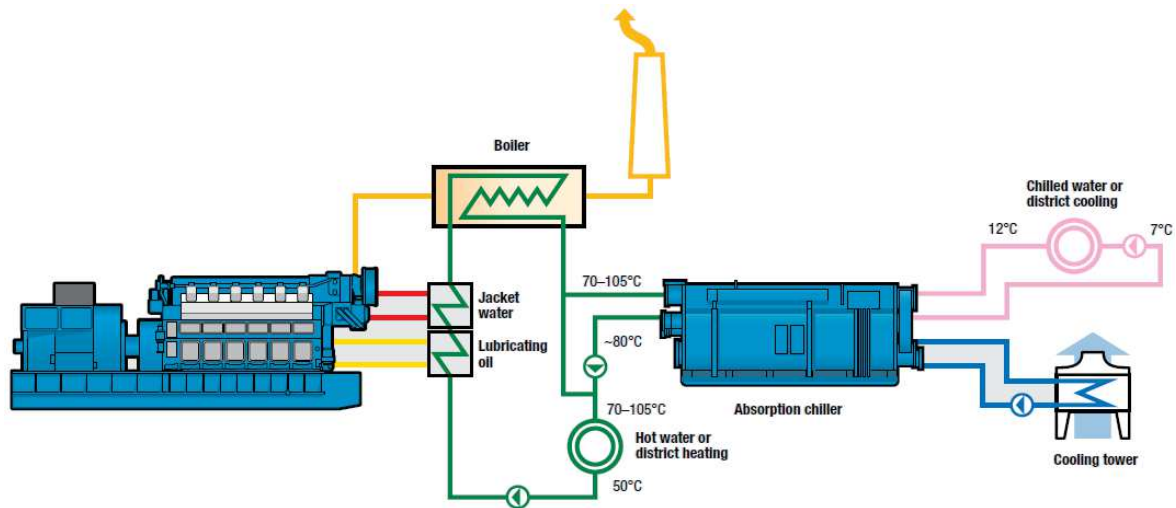


Imagen 5. Esquema de una planta de cogeneración que atiende un sistema de climatización de distrito. [CAT01].

1.1.3. Usos de la cogeneración.

La electricidad generada por la planta puede tener varios destinos de uso, dependiendo de si se autoconsume o se inyecta a la red. En el primer caso el organismo que genera la electricidad la utiliza de forma exclusiva para sus demandas. Cuando la electricidad se inyecta, esta forma parte de la energía repartida por las redes eléctricas nacionales y su venta supone una remuneración para el cogenerador. En este caso, las compañías eléctricas que la adquieren, deciden su completa gestión.

El calor útil recuperado tiene una gran cantidad de posibles utilidades. La mejor forma de sacar provecho es utilizándolo para obtener vapor de agua. A partir de él, son muchas las aplicaciones posibles que se pueden desarrollar:

- La *calefacción de distrito* es una de las aplicaciones más comunes, la cual consiste en transportar por una red el vapor de agua. Esta, circula por el interior de una serie de edificios, y realiza en cada uno de ellos la misma función que la calefacción central de un edificio individual. Después de que la temperatura del fluido no es suficientemente alta para su uso en calefacción, retorna a la central, donde se vuelve a calentar para comenzar el ciclo otra vez. Es necesario un sistema de bombas para mantener el circuito en movimiento.



- La producción de *agua caliente sanitaria* mediante el calor útil está ampliamente extendida. Se trata de la aplicación más común de los paneles solares de baja temperatura, colocados en los techos de los edificios. El principio de funcionamiento es el mismo que el de la calefacción de distrito, pero consiste en calentar agua, la cual se distribuye para usos sanitarios a través de una red por dentro de la instalación o edificio.
- Una turbina de vapor, alimentada con el vapor obtenido, es otra de las opciones más comunes. De esta forma, estamos obteniendo electricidad gratuita que puede destinarse o bien para autoconsumo, o bien para aumentar venderla al mercado eléctrico.
- La producción de frío mediante máquinas de absorción, que utilizan como fuente de calor la energía térmica recuperada, es otro de los usos más comunes. La refrigeración de un fluido y su reparto a través de una red que circula a través de edificios para aportar frío se denomina *refrigeración de distrito*.

A modo de visión general, son muchas las tecnologías actuales que permiten obtener a partir del calor residual diversos tipos de energía útil para innumerables aplicaciones.

Si el calor o el frío obtenido en procesos de cogeneración se quieren usar para aplicaciones industriales, lo más conveniente es que ellas mismas instalen su planta. Las redes de distrito para calefacción o frío no portan la energía térmica necesaria para dichos procesos.

Sabiendo que en la cogeneración la producción de electricidad y obtención de calor útil son directamente dependientes la una de la otra, *el modo de funcionamiento* define cual de las dos energías se prioriza en su producción, es decir, si se va a producir electricidad, o si se va a producir calor útil. Esto se determina en función de la demanda que se quiere atender. Así, podemos encontrar gran variedad de modos de funcionamiento:

- **Atender la demanda de calor y/o frío.** En su generación, la electricidad producida se vende, y la que el/los usuarios requieren es comprada a las compañías eléctricas. Este modo de funcionamiento está recomendado por la directiva UE 2004/8/CE.
- **Atender la demanda de electricidad.** En su generación, si el calor producido es superior a la demanda, la sobreproducción se desperdicia liberándolo al ambiente. En caso de que el calor generado sea superior al demandado, se instalan unas calderas de respaldo para ajustar la demanda. Este modo de funcionamiento se denomina *modo autónomo*.
- **Ajuste completo a la demanda.** Su propio nombre lo indica. Los parámetros de la central se ajustan para adaptarse a la demanda de electricidad, calor y frío. No es el modo de funcionamiento más eficiente dado que generalmente la relación de



cogeneración de los motores hace que la producción de calor sea superior a la de electricidad, y de esta puede sacarse siempre provecho (bien vendiéndosela al cliente, o bien inyectándola en la red eléctrica) pero el excedente de calor no puede ser vendido, sino que debe ser desperdiciado.

- **Atender parcialmente la demanda.** Se trata de cubrir la demanda de calor y/o frío hasta plena carga del motor. La demanda puede estar cubierta tan solo de forma parcial a cambio de hacer funcionar el motor térmico a su máximo rendimiento. En caso de necesidad de calor útil extra para adaptarse a la demanda, se emplean calderas de respaldo. La electricidad generada se vende.
- Maximizar la energía eléctrica inyectada a la red y solo aprovechar el calor demandado. Es un modo de funcionamiento poco eficiente porque puede dar lugar al desperdicio de considerables cantidades de calor útil.

Son muchos más los posibles modos en los que una planta de cogeneración puede operar. Cada uno depende del entorno de la planta y la demanda que los usuarios hagan. El primer modo de funcionamiento se corresponde con la filosofía de la cogeneración. Lo que la hace altamente eficiente y competitiva es el funcionamiento acorde con la cantidad de calor demandada, lo que se traduce en el uso máximo de la energía primaria.

1.1.4. Parámetros de la cogeneración.

Toda planta de cogeneración está basada en un diseño que la hace eficaz y capaz de cubrir la demanda para la cual ha sido construida. Existe pues un estudio termoeconómico que supone una herramienta de gran utilidad.

- Ayuda a la definición de la instalación.
- Permite predecir sus prestaciones en la fase de diseño.
- Permite establecer el modo de funcionamiento adecuado para satisfacer las demandas energéticas.
- Permite evaluar los consumos energéticos y rendimientos de los componentes.
- Proporciona las herramientas para mejorar las prestaciones de componentes y sistema completo.
- Permite evaluar los beneficios obtenidos, en comparación con una instalación convencional.



Dicho estudio está basado en el cálculo de una serie de relaciones en los que se introducen los diferentes parámetros que definen una instalación. Su significado y las conclusiones que arrojan se presentan y definen a continuación.

- **Energía primaria aportada por el combustible.** Es la energía primaria aportada por el combustible inyectado a los motores de la planta de cogeneración.

$$F = m_c L_i$$

Siendo:

- m_c : Caudal de combustible [kg/s].
- L_i : Poder calorífico del combustible. Para el gas natural $L_i = 45.10^6 \text{ MJ/kg}$

- **Rendimiento eléctrico.** Es el cociente entre la energía eléctrica generada por la planta y la energía aportada por el combustible.

$$\eta_{GCG} = \frac{W_{net}}{F} = \frac{W_{net}}{m_c L_i}$$

Siendo:

- W_{net} : Electricidad neta generada por la planta

Este rendimiento, en el caso de plantas que usen un solo motor, y sea de combustión interna, se puede expresar también de la siguiente manera:

$$\eta_{GCG} = \eta_m \eta_{ge}$$

Siendo:

- η_m : Rendimiento del motor térmico
- η_g : Rendimiento del generador eléctrico

- **Rendimiento global.** Es el cociente entre la suma del calor útil y electricidad generados y el combustible consumido.

$$\eta_g = \frac{W_{net} + Q_u}{F}$$



Siendo:

○ Q_u : Calor útil

- **Relación de calor.** Es la relación entre la energía térmica del combustible, y la electricidad generada con esta.

$$RC = \frac{F [KJ]}{W_{net} [kWh]}$$

- **Rendimiento del quemador.** Es la relación entre calor útil obtenido en un quemador y la energía aportada por el combustible suministrado.

$$\eta_q = \frac{Q_q}{F_q} = \frac{Q_q}{m_{cq} L_i}$$

Siendo:

- Q_q : Calor útil obtenido en el quemador
- m_{cq} : Caudal de combustible aportado al quemador
- F_q : Energía primaria aportada al quemador

Se trata del rendimiento de los quemadores adicionales que puede haber, que entran en funcionamiento para cubrir demandas de calor que no pueden ser atendidas por él o los motores.

- **Rendimiento eléctrico equivalente.** Es la relación entre la electricidad generada y la cantidad de combustible necesario para generarla en un motor ideal de rendimiento 100%.

$$REE = \frac{W_{net}}{F - \frac{Q_u}{\eta_q}} = \frac{W_{net}}{1 - \left(\frac{Q_u}{\eta_q F} \right)}$$

Siendo:

- $\frac{Q_u}{\eta_q}$: Combustible para generar Q_u de calor.
- η_q : Se estima de valor aproximado a 0,9.

Este coeficiente es un buen indicador del diseño. En el denominador al consumo total de energía primaria, F , se le descuenta la que se reutiliza de ella. Esta

segunda energía primaria es realmente el calor útil recuperado, dividido por un rendimiento de quemador de caldera genérico, que permite ver la energía primaria ahorrada si el calor residual, Q_u , se produjera externamente, en lugar de ser eficientemente obtenido de F .

Al dar uso a este calor útil, y ahorrarse cierta cantidad de energía en generarlo, el rendimiento de una planta de cogeneración (el REE) siempre será mayor que el rendimiento eléctrico de una planta de régimen ordinario (carbón, ciclo combinado, turbina de gas...).

Hasta la aplicación del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, el acceso al cobro de primas por generación eléctrica estaba restringido por el valor del índice del REE, requiriéndose un REE_{min} para la percepción de estas.

También hay que destacar que, de acuerdo con la anterior normativa vigente en España (RD 6661/2007), el rendimiento eléctrico equivalente está relacionado con la prima eléctrica a percibir por el promotor, de forma que el aumento de este rendimiento hacia aumentar la prima a percibir y mejoraba la rentabilidad global del proyecto. Se estableció entonces un complemento de la prima por eficiencia.

- **Complemento por eficiencia.** Se calcula por la siguiente expresión:

$$C_e(c€/kWh) = 1,1 \times \left(\frac{1}{REE_{min}} - \frac{1}{REE_i} \right) C_{mp}(c€/kWhPCS)$$

Siendo:

- C_e : el complemento por eficiencia
- REE_{min} : el rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido
- REE_i : el rendimiento eléctrico equivalente anual real acreditado
- C_{mp} : el coste medio del gas natural

La importancia económica de este complemento es considerable y justifica hacer instalaciones más eficientes aunque esto suponga un aumento de la inversión. En la actualidad, al no aplicarse este ni ningún otro tipo de incentivo económico para la cogeneración, se debe afinar todavía más su eficiencia para hacerlas viables.

- **Factor de utilización de energía.** Es el cociente entre la energía útil generada en forma de electricidad y calor y la energía primaria suministrada.

$$FUE = \frac{W_{net} + Q_u}{F}$$



Este factor compara la energía primaria total inyectada a la planta, con lo que realmente se aprovecha de ella. Valores próximos a cero indican un buen aprovechamiento de energía primaria, y un desperdicio pequeño. Lo contrario ocurre si el valor es próximo a cero.

- **Factor de utilización económico de la energía en cogeneración.** Es una relación entre los beneficios por la venta de energía y lo invertido en la energía primaria necesaria para generarla en la planta de cogeneración.
 - ✓ Valores menores que uno indican que los beneficios obtenidos son menores que el gasto supuesto por la compra de energía primaria.
 - ✓ Valores mayores que uno indican un uso rentable de la energía primaria, y la venta de electricidad y calor supone un ingreso superior a lo invertido.

$$FEUE_{COGE} = \frac{\epsilon_{electr} W_{net} + \epsilon_{calor} Q_u}{\epsilon_{comb} F}$$

En el caso de poligeneración, y producción de frío por compresión mecánica, la expresión resultante es:

$$FEUE_{COGE,conv} = \frac{\epsilon_{electr}(W_{net} - W_{net,ref}) + \epsilon_{calor} Q_u + \epsilon_{ref} Q_{ref}}{\epsilon_{comb} F}$$

Siendo:

- $W_{net,ref}$: Energía eléctrica requerida para máquina de absorción para la producción de Q_{ref} .
- Q_{ref} : Energía térmica de refrigeración a producir.

Dado que la producción de frío requiere el uso de electricidad, al término del numerador que se refiere al beneficio obtenido por la venta de frío, se debe restar la cantidad $W_{net,ref}$. Por otro lado, se añade un término que suma los beneficios obtenidos con la venta del frío.

En el caso de poligeneración, y producción de frío por absorción, la expresión resultante es:

$$FEUE_{COGE,absorc} = \frac{\epsilon_{electr}W_{net} + \epsilon_{calor}(Q_u - Q_{u,ref}) + \epsilon_{ref}Q_{ref}}{\epsilon_{comb}F}$$

Siendo:

- $Q_{u,ref}$: Energía térmica requerida en la máquina de absorción para la producción de Q_{ref} .

Dado que la producción de frío por absorción requiere energía en forma de calor, al término del numerador que se refiere al beneficio obtenido por la venta de calor, se debe restar la cantidad $Q_{u,ref}$. Por otro lado, se añade un término que suma los beneficios obtenidos con la venta de frío

Los términos W_{net} , Q_u y F son el resultado de integrar las potencias durante un determinado periodo de tiempo, obteniendo así valores con unidades energía.

- **Precio de la electricidad.** El precio de venta de la electricidad ϵ_{electr} , y el de compra del combustible ϵ_{calor} , son conocidos con antelación. Para determinar el precio de venta del calor, pueden emplearse varios métodos:

- **Opción 1.** El precio del calor se establece en función del coste del combustible y el rendimiento del quemador. Es la opción más adecuada por las variables que tiene en cuenta y la que se considerará en este proyecto.

$$\epsilon_{calor} = \frac{\epsilon_{comb}}{\eta_q}$$

- **Opción 2.** En esta opción trata de evaluar la energía que podría obtenerse de un sistema que se encuentra a cierta temperatura T_u , en un entorno a temperatura ambiente T_0 considerada como la temperatura “sumidero” a la que se desecha el calor residual no utilizable. Se trata de la misma definición que el rendimiento de un ciclo de Carnot que operara entre dichas temperaturas, y es más alto cuando su temperatura T_u es más alta. Esta opción tiene utilidad en aplicaciones industriales, donde puede necesitarse calor a diferentes temperaturas; un coeficiente como ese permite unificar todos los suministros de calor afectados cada uno de un coeficiente ponderador como el propuesto.

$$\epsilon_{calor} \propto \left(1 - \frac{T_0}{T_u}\right)$$

- **Opción 3.** Esta opción es propia para plantas bajo modo de funcionamiento autónomo. No se trata del precio de venta, ya que el calor producido es autoconsumido, tan solo da información del coste que supone su producción.

$$\epsilon_{calor} = \frac{F\epsilon_{comb} - W_{net}\epsilon_{electr}}{Q_u}$$

- **Relación de cogeneración.** Es la relación entre el calor útil obtenido y la electricidad generada.

$$\lambda_{CG} = \frac{Q_u}{W_{net}}$$

- **Índice de ahorro de energía primaria.** Primero es necesario definir el término ΔF . Si expresamos el calor útil en forma de la energía primaria que costaría obtenerlo en un quemador, y lo sumamos a W_{net} tenemos una magnitud que expresa energía primaria total. Si a esta le restamos F , la energía primaria que realmente se consume, obtenemos el ahorro de energía primaria:

$$\Delta F = \frac{Q_u}{\eta_q} + \frac{W_{net}}{\eta_{GCG}} - F$$

Expresamos el índice de ahorro de energía primaria como el cociente entre el ahorro energético primario y la energía a utilizar en caso de producir calor y electricidad por separado. Es un valor entre 0 y 1, que al aproximarse más a la unidad nos indica un ahorro mayor.

$$IAE = \frac{\Delta F}{\frac{Q_u}{\eta_q} + \frac{W_{net}}{\eta_{GCG}}}$$

Respecto a los parámetros que afectan a equipos de frío y climatización, tanto de absorción como de compresión mecánica (convencionales), se barajan los siguientes índices:

- **Coeficiente de Operación.** Se define como el cociente entre la energía térmica de refrigeración a producir, y la energía que se requiere para su producción.

Para máquinas de producción de frío por compresión mecánica:

$$COP_{convencional} = \frac{Q_{ref}}{W_{net,ref}} = \frac{\dot{m}_a \Delta h_a}{W_{net,ref}}$$

Siendo:

- \dot{m}_a : Flujo másico de líquido o gas a enfriar.
- Δh_a : Salto entálpico del fluido a enfriar.

Para máquinas de producción de frío absorción:

$$COP_{absorción} = \frac{Q_{ref}}{Q_{U,ref}} = \frac{\dot{m}_a \Delta h_a}{Q_{U,ref}}$$

- **Precio del frío convencional.** Para establecer el precio del frío producido con equipo de compresión mecánica, se pueden barajar las siguientes opciones:
 - **Opción 1.** El precio del frío se establece en función del coste de la electricidad requerida para accionar el compresor del circuito de refrigeración y su coeficiente de operación. Es la opción más adecuada por las variables que tiene en cuenta y la que se considerará en este proyecto.

$$\epsilon_{ref,abs} = \frac{\epsilon_{calor}}{COP_{abs}}$$

- **Opción 2.** Se trata de establecer el precio del frío de la misma manera que la descrita para la opción dos en el caso de venta de calor. En este caso, se trata del ciclo de Carnot inverso, el cual tiene un rendimiento mayor cuando la temperatura T_{ref} es menor. Esta supone el foco término que recibe la energía térmica del ambiente, a T_0 . Al igual que para la venta de calor, su uso es adecuado en aplicaciones industriales.

$$\epsilon_{ref;conv} \propto \left(\frac{T_0}{T_u} - 1 \right)$$

- **Precio del frío por absorción.** Para establecer el precio del frío producido con equipo de absorción, se pueden barajar las siguientes opciones:
 - **Opción 1.** El precio del frío se establece en función del coste del calor requerido por la máquina de absorción y su coeficiente de operación. Es la opción más adecuada por las variables que tiene en cuenta y la que se considerará en este proyecto.

$$\epsilon_{ref,abs} = \frac{\epsilon_{calor}}{COP_{abs}}$$

- **Opción 2.** Su descripción es la misma que expuesta anteriormente para el caso de producción de frío por compresión mecánica.
- **Parámetro de ahorro en la producción de frío.** Para determinar cuál es el modo más económico de producción de una determinada cantidad de frío, se emplea el parámetro C_f , en base al consumo de energía primaria, o en base al beneficio económico.
 - En base al consumo de energía primaria. Dada una determinada cantidad de frío Q_{ref} , el parámetro C_f marca el criterio base e indica cual es la opción que menos energía primaria requiere para producirlo. Se define como el cociente entre la requerida por el motor de cogeneración a partir del cual obtener la electricidad necesaria (compresión mecánica) y la requerida en una caldera que genere el calor necesario (máquina de absorción):

$$C_f = \frac{F_{conv}}{F_{abs}}$$

Para llegar a la expresión de las energías primarias requeridas para cada método producción, debe partirse de la cantidad de frío a producir Q_{ref} y desde esta misma ir *hacia* atrás en la cadena de obtención teniendo en cuenta coeficientes de operación, rendimientos y el poder calorífico del combustible a emplear:

$$C_f = \frac{\frac{Q_{ref}}{COP_{conv}} \frac{1}{\eta_{ma}} \frac{1}{\eta_{ge}} \frac{1}{L_i}}{\frac{Q_{ref}}{COP_{abs}} \frac{1}{\eta_q} \frac{1}{L_i}}$$

Siendo:

- η_{ma} : Rendimiento del motor alternativo.
- η_{ge} : Rendimiento del generador eléctrico del motor alternativo.

Después de anular los términos que se repiten en el cociente y denominador, finalmente llegamos a la expresión:

$$C_f = \frac{COP_{abs} \eta_q}{COP_{conv} \eta_{ma} \eta_{ge}}$$

Si $C_f > 1$ significa que el equipo convencional requiere mayor energía primaria y se instalarían máquinas de absorción con calderas. Lo contrario se da si $C_f < 1$.

Resulta fácil predecir que habitualmente C_f es menor que uno, debido a que COP_{conv} es varias veces mayor que COP_{abs} y los rendimientos tan solo tienen una influencia secundaria. Esto significa que lo más habitual es emplear equipos convencionales como elementos de respaldo.

Para este proyecto, se calculará el parámetro C_f de la forma descrita.

- En base al beneficio económico. Se define como el cociente entre el beneficio obtenido por la venta del frío producido por absorción, entre el obtenido por producirlo por compresión mecánica:

$$C_f = \frac{COP_{abs} \epsilon_e \eta_q}{COP_{conv} \epsilon_{comb}}$$

Siendo:

- ϵ_{comb} : Coste de combustible a emplear para generar el calor necesario en una caldera para producir el frío por absorción.



1.2 ANÁLISIS DEL ESTADO DE ARTE.

La cogeneración, como modo de producción de energía en sí mismo, está basada en una tecnología claramente definida. Los elementos que la componen han sufrido una constante etapa de cambios y evolución, gracias a la cual son eficientes de manera individual. Debido a ello, es posible que cuando trabajan como parte de una planta, lo hagan también formando un conjunto.

Los beneficios que aporta la cogeneración, que son la clave de su actual crecimiento e implantación, se deben a la mejora que su evolución ha supuesto. Dicha evolución se ha producido en paralelo, enfocándose tanto en la tecnología como en el cuidado al medio ambiente.

Los desarrollos también hacen que posible que haya una gran variedad de tecnologías a emplear para la misma demanda a cubrir. Esto permite comparar unas con otras y elegir la que mejor se adapte según los criterios seguidos por el ingeniero.

Los motores alternativos y turbinas de gas son las tecnologías más ampliamente utilizados. Entre ambas, cubren un largo espectro de potencias, que permiten diseñar desde plantas de pequeña potencia (microgeneración, desde el orden varios kilovatios) hasta plantas que manejan el orden de algunos cientos de megavatios. Es por ello por lo que se hace una descripción detallada de su evolución y principales aspectos.

1.2.1 Evolución tecnológica y medioambiental.

Le tecnología de cogeneración ha experimentado una extraordinaria mejora durante las últimas décadas. La favorable evolución se ha producido en los equipos principales y en las instalaciones auxiliares, mejorando sus prestaciones y aumentando la disponibilidad del conjunto. Las mejoras más importantes se manifiestan en el aumento del rendimiento y la reducción de las emisiones, que en las últimas décadas han supuesto la reducción de las emisiones de NOx entre un 500 y 1000% y duplicar el rendimiento eléctrico respecto a las primeras tecnologías. Además, se continúa investigando para continuar logrando nuevas mejoras y progresos en este campo.

Resulta atractivo para antiguas instalaciones realizar un estudio de inversión para la sustitución parcial de sus componentes, ya que la mejora en el rendimiento puede suponer un aumento sustancial en la rentabilidad. Al mismo tiempo, los nuevos equipos hacen posible que antiguos proyectos descartados por no ser rentables, ahora lo sean y puedan ejecutarse.



1.2.1.1 Emisiones de las plantas de cogeneración.

La tecnología de cogeneración es más respetuosa con el medio ambiente que otras formas de generación de energía que utilizan combustibles fósiles. Las plantas de cogeneración emiten CO_2 en menor cantidad por kWh producido que otras centrales térmicas, puesto que tienen mayor rendimiento global. Las emisiones de NO_x y CO están dentro de lo permitido, y existen tecnologías para bajarlos más aún. El uso de gas natural como combustible hace que las emisiones de SO_2 y de partículas sólidas sean prácticamente inapreciables.

La siguiente tabla, para cada una de las tecnologías existentes, muestra las emisiones netas por unidad de energía eléctrica producida, es decir, descontando la parte de las emisiones necesarias para producir el calor útil y suponiendo que éste se hace con un 90% de rendimiento.

Contaminante	Turbina de Gas	Cogeneración en Ciclo Combinado	Motor de gas	Motor Fuelóleo	Central Eléctrica de Ciclo Combinado	Central Eléctrica de Carbón
NO_2	0,20	0,20	1,2	7,2	0,24	3,4
SO_2	-	-	-	3	-	15
CO_2	245	210	284	530	350	1000
CO	0,1	0,1	,6	1,7	0,1	1,0

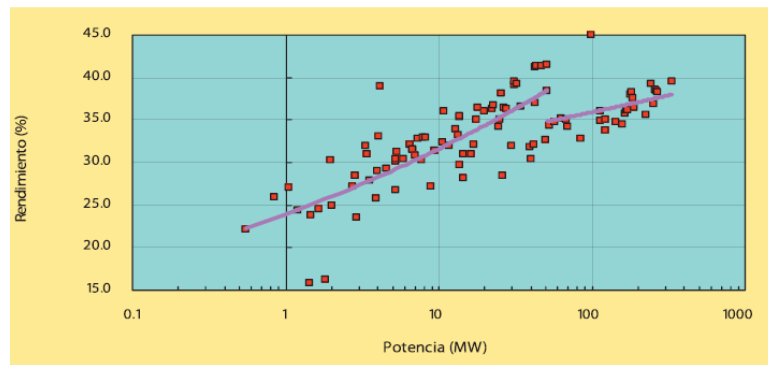
Tabla 1. Emisiones de plantas de cogeneración y generación convencional en g/kWh eléctrico.
[DOC05].

De los 4 tipos de plantas que se enlistan en la *tabla 1*, las cuatro primeras columnas corresponden a cogeneración, y las otras a generación convencional. Cabe decir que la aplicación de ciclo combinado en cogeneración no es muy frecuente, dada la baja temperatura del calor residual. No obstante es viable en algunos casos.

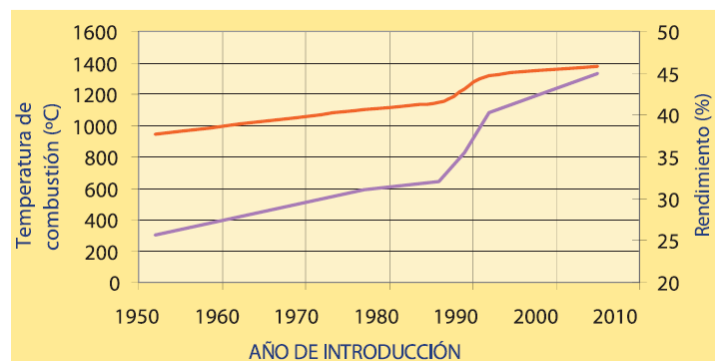
1.2.1.2 Mejoras efectuadas en los motores primarios.

1.2.1.2.1 Turbinas de gas

El desarrollo de las turbinas de gas ha sido muy significativo. Las plantas industriales para generación de electricidad tienen potencias desde unos cientos de kilovatios hasta más de trescientos megavatios. A medida que la potencia es mayor, el rendimiento que se puede obtener de ellas también crece.



Gráfica 1. Variación del rendimiento con el tamaño de las turbinas de gas. [DOC05].



Gráfica 2. Evolución de las turbinas de gas durante las últimas décadas. [DOC05].

En la *gráfica 2*, la curva roja muestra la temperatura de combustión, y la morada el rendimiento.

Las turbinas de gas con mayor rendimiento llegan hasta un 45%. A partir de los 100 MW el rendimiento eléctrico baja un poco, pero los gases de escape que tiene son más calientes, lo que permite trabajar a mayor presión de vapor en el ciclo combinado y aumentar el rendimiento global.



Este aumento espectacular de los rendimientos se ha conseguido con una labor enorme de investigación y desarrollo. Desde las primeras turbinas en los años 50 con rendimientos del 20% hasta las modernas con hasta un 45% de rendimiento eléctrico en ciclo simple (ver la figura tal, las de arriba).

En lo que se refiere a las emisiones, con quemador estándar el nivel es de entre 150 y 300 ppmv de NO_x y entre 10 y 50 ppmv de CO. Mediante inyección de vapor o agua se puede bajar los niveles de NO_x (entre 25 y 50 ppmv).

Los nuevos desarrollos en las turbinas de gas van ligados a la mejora medioambiental (sobre todo a la reducción de emisiones de NO_x) y al aumento del rendimiento. La clave para la mejora de las emisiones está en la mejora de los quemadores, y para los rendimientos, la máxima temperatura superior del ciclo termodinámico.

El desarrollo de materiales más resistentes a altas temperaturas permite que los gases calientes puedan extenderse en los escalones de turbinado a mayores presiones, y obtener un trabajo neto final superior. La mejora en los sistemas de refrigeración de partes calientes también juega un papel importante, sobre todo en la primera fila de álabes, que reciben los gases recién salidos de la cámara de combustión a altas temperaturas. El recubrimiento cerámico mejora su resistencia térmica.

La legislación medioambiental es muy diversa dentro de la Unión Europea, en la que se contrastan países como España, donde no es necesario medidas de corrección ambiental en turbinas de gas, con otros en que es obligado emplear quemadores de bajo NO_x (supone un coste elevado). Se espera una armonización legislativa, que conduzca en la práctica a utilizar en cada momento la tecnología más avanzada.

Las turbinas de gas son máquinas muy apropiadas para cogeneración por disponer de calor en una sola fuente, a alto nivel térmico. Para tener rendimientos aceptables, mayores del 30%, hay que ir a tamaños mínimos del orden de 4MW. Hablamos entonces fundamentalmente de grandes turbinas industriales que son demasiado grandes para aplicaciones en el sector terciario, salvo excepciones tales como aeropuertos o centro empresariales. Las microturbinas han sido desarrolladas con enfoque a este sector, ofreciendo potencias que se adaptan más a sus niveles de demanda, aunque a un rendimiento no muy grande; en torno al 33% con uso de ciclo regenerativo.

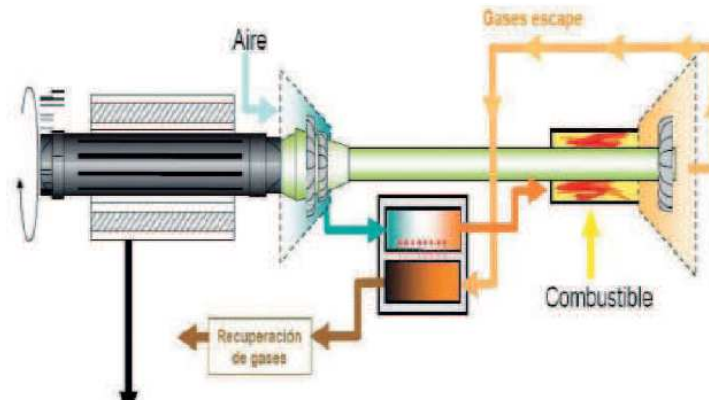


Imagen 6. Esquema de un ciclo de gas con sistema de regeneración. [DOC05].

La introducción del ciclo regenerativo, que consiste en precalentar el aire de combustión con los gases de escape para ahorrar combustible, supuso una mejora en el rendimiento. Se introdujo durante los años 80 y se aplicó a turbinas de pocos megavatios para hacerlas más competitivas en instalaciones de menor consumo de calor. A cambio, se sacrificaba el nivel térmico del calor disponible.

La maduración de esta tecnología ha requerido la mejora de los materiales en el intercambiador. No obstante, la regeneración no ha tenido mucha difusión en turbinas de pocos megavatios porque los motores de gas han tenido una evolución que los hace la mejor opción en estos niveles de potencia. Sin embargo, las microturbinas, que con potencias inferiores a los 30kW hace eficiente uso de esta tecnología proporcionando rendimientos del orden del 25% al 30% con relaciones de presiones bajas (de 2 a 6).

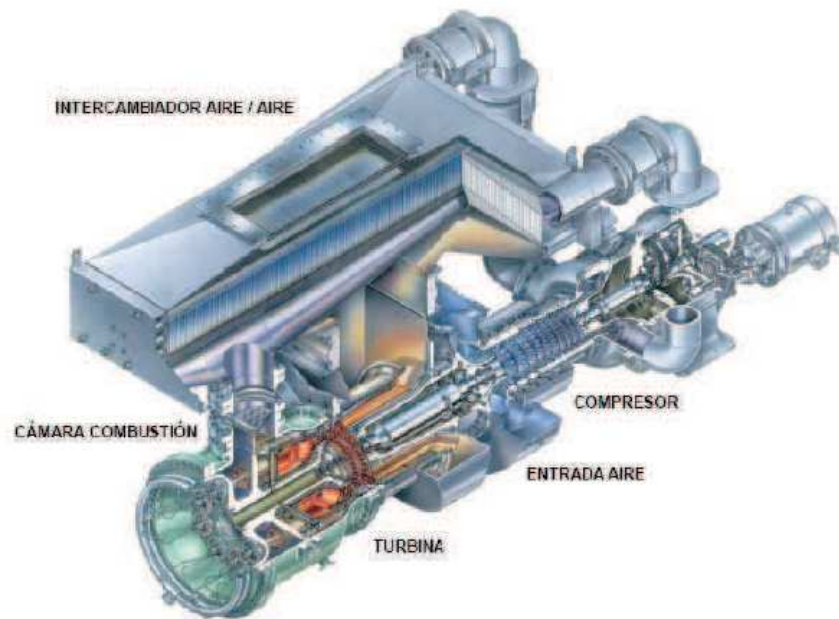


Imagen 7. Turbina de gas con ciclo regenerativo. [CAT03].

Algunos fabricantes utilizan la combustión secuencial, que consiste en el aprovechamiento del contenido elevado de oxígeno de los gases de la combustión dándoles capacidad de expansión. Esto permite mayor potencia de ciclo sin aumentar la temperatura de combustión máxima, lo que implica menos esfuerzo térmico en los materiales y reducción de las emisiones.

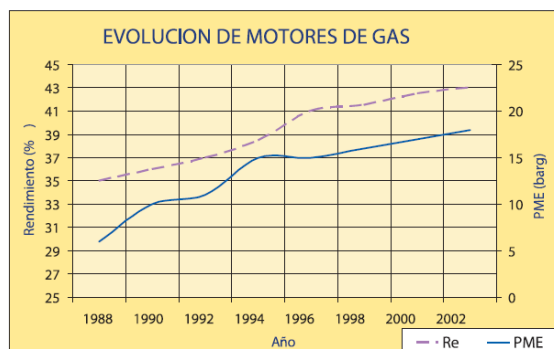
Actualmente, los desarrollos actuales en grandes turbinas incorporan recubrimientos cerámicos en cámaras de combustión y refrigeración de partes calientes con vapor. La temperatura de combustión que los materiales pueden tolerar es más alta (actualmente se permiten hasta 1400°C) y se aumenta el rendimiento del ciclo.

1.2.1.2.2 Motores alternativos

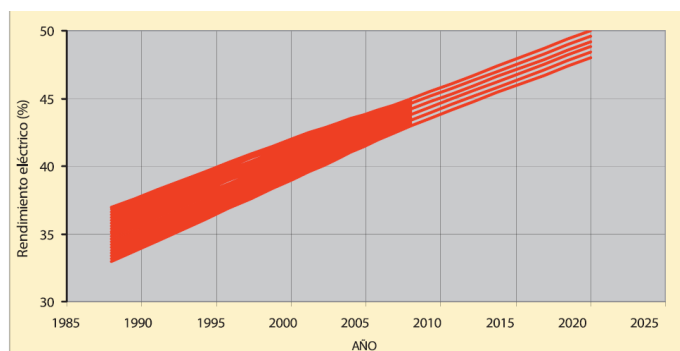
En los años ochenta y noventa penetraron con fuerza en el mercado de la cogeneración los motores de gas de alto rendimiento (entre un 35 y 40%) con un bajo nivel de emisiones al mismo tiempo. Actualmente los motores diesel de dos tiempos rozan el 50%, pero con altos niveles de emisiones contaminantes.

En los motores de gas, se han mejorado las prestaciones y disminuido las emisiones como resultado de una considerable evolución con el tiempo. Los factores claves han sido: el aumento de la relación de compresión, el trabajo con

mezclas pobres y la mejora de la combustión para evitar la detonación. Cabe destacar que el gas natural tiene un excelente comportamiento frente a la detonación, lo que ha facilitado las cosas.



Gráfica 3. Evolución del rendimiento y la presión media efectiva en motores de gas durante las últimas décadas. [DOC05].



Gráfica 4. Evolución en los últimos años y previsiones de la evolución en el rendimiento en motores de gas. [DOC05].

Pese al buen rendimiento que se puede obtener de estos motores, su problema son las mayores emisiones, mayor coste de mantenimiento y consumo de aceite. Los desarrollos se centran en la fabricación de unidades de mayor potencia, la disminución del consumo de aceite y sistemas de control de la detonación para aumentar el rendimiento. En la actualidad, existen motores de gas de 8MW con rendimientos del orden del 44 al 45%, basados principalmente en el ciclo Miller.

Actualmente hay dos diseños principales. En el tradicional se toma el gas combustible a baja presión en un carburador y la mezcla con aire se comprime antes de introducirse en cilindro. En el otro, se comprime el aire y el gas se introduce a presión justo antes de la válvula de admisión. En algunos diseños, para facilitar la ignición de la mezcla pobre, se introduce una mezcla rica en una



precámara, donde la ignición se provoca con facilidad mediante una bujía, desde donde se expande al resto del cilindro de manera segura.

La eficiencia de un motor Otto de ciclo convencional de cuatro tiempos depende de la presión media efectiva en el cilindro y la temperatura máxima; variables limitadas por el riesgo de detonación que limita la eficiencia. El ciclo Miller aumenta la relación de compresión del turbo, lo que permite un llenado más eficiente y rápido del cilindro. De esta manera se aumenta la expansión y se disminuye el trabajo de compresión. Jugar con los retardos de apertura y cierre de válvulas también juega un papel importante.

Respecto del ciclo Miller y sus variantes: el hecho de que los motores de cogeneración operen a un régimen de giro fijo facilita la optimización de la distribución, permitiendo adoptar medidas muy efectivas para incrementar el llenado y con ello la potencia del motor, así como su rendimiento, en el punto de diseño, sin la penalización de bajas prestaciones a otros regímenes de giro que no se utilizan en esta aplicación.

También se investiga constantemente en la fuente de ignición, la bujía, consiguiendo aumentar cada vez más el intervalo entre cambio y cambio. En la actualidad, existe una ligera tendencia a la ignición mediante punto caliente.

1.2.2 Alternativas.

Además del motor alternativo, elegido como elemento de producción de potencia para la planta diseñada en este proyecto, son muchas las alternativas que existen en el mercado. La principal son las turbinas de gas, que habiéndose descrito anteriormente, se pasa a ofrecer una visión de sus elementos y un esquema básico de su funcionamiento.motores alternativos y turbinas de gas, se pueden encontrar muchas otras opciones posibles en el mercado, cuyo uso no es tan extendido debido a que mejoran los resultados dados por estos dos primeros, en casos muy específicos.

Las principales alternativas son:

- Turbina de gas
- Turbinas de vapor
- Motor alternativo Stirling
- Célula de combustible

1.2.2.1 Turbinas de gas para cogeneración

Las turbinas de gas se usan cuando la cantidad de calor que se va a emplear en el proceso es notable y se requiere una alta fiabilidad en el suministro. Generalmente se instalan en las industrias, y presenta la ventaja de que no cambia la actividad de las mismas, ya que su manejo puede ser prácticamente autogestionado.

Cuando en cogeneración hablamos de turbina de gas, debe hablarse del turbogenerador, que forma el conjunto de elementos principales (turbina de gas, reductor de velocidad y generador eléctrico) y elementos auxiliares (sistemas de gas, lubricación, control, filtrado de aire, etc.) Se alojan en un cerramiento acústico total o parcial, que puede estar ubicado a la intemperie y donde se han montado los elementos y sus conexiones.

El turbogenerador proporciona la energía eléctrica y energía térmica de forma simultánea y continua. Su capacidad viene dada según la turbina de gas [0] que aloje, y son importantes también el resto de elementos principales: el alternador eléctrico [1] y el reductor [2] que ajusta la velocidad de rotación de la turbina. Otros elementos secundarios son: la envolvente [3], que protege al equipo y a su operador; un sistema de aceite lubricante [4] con tanque de almacenamiento y distribución interna, un sistema de filtrado [5] (tanto del aire que se usa para la combustión como el que se usa para refrigerar elementos internos), puntos de conexión interna [6] (alimentación eléctrica en baja tensión, alimentación de aire comprimido y agua), un sistema de combustible [7], un sistema de control [8] donde se gestiona y protege todo el equipo, un sistema de salida de gases calientes [9], y por último sistemas eléctricos de distribución interna, sistema de detección y extinción de fuegos y otros.



Imagen 8. Numeración de los elementos principales citados de un turbogenerador. [DOC05].

Las aplicaciones del turbogenerador pueden ser de:

- Ciclo simple: se aprovechan los gases de escape de la turbina de gas.
- Ciclo combinado: el vapor producido en la caldera de recuperación es turbina en una turbina de vapor y generar electricidad extra.

A modo de ejemplo de aplicación, el caso análogo al tratado en este proyecto, pero proporcionado por tecnología de turbina de gas, es el siguiente: generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes en una caldera de recuperación de calor para producir vapor y/o agua caliente. Es muy común en industria papelera, alimentaria, química o farmacéutica.

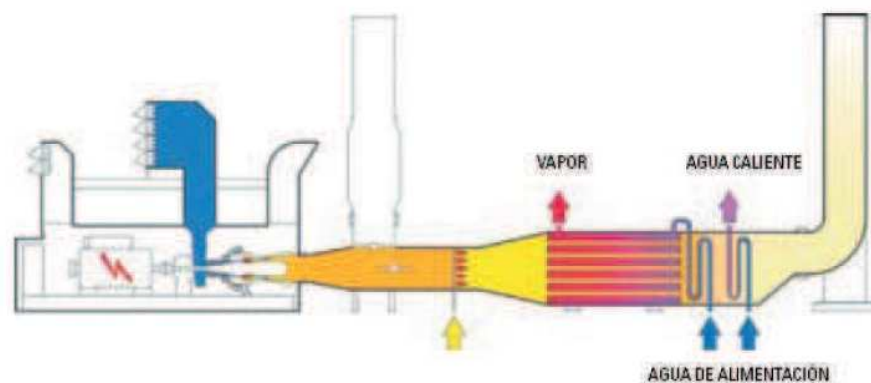


Imagen 9. Esquema del sistema de un sistema de cogeneración en un turbogenerador. [DOC05].

Las turbinas de gas pueden ser clasificadas como *monoeje* y *multieje*. También se pueden clasificar en turbinas *Heavy Duty*, *Aeroderivadas*, *Industriales* y *Regenerativas*. Todas las tipologías tienen su aplicación estrella específica donde pueden ofrecer el máximo rendimiento posible de entre todas las opciones.

La mayor diferencia entre los distintos tipos de turbinas reside en el tipo de mantenimiento que exigen, su capacidad eléctrica y su rendimiento. Son cuatro los factores que afectan a su funcionamiento:

1. **La temperatura ambiente.** Cuanto menor es la temperatura, se obtiene mayor potencia. El aire en el ambiente es más denso y puede entrar más cantidad al compresor, lo que permite inyectar cantidades de gas mayores.
2. **El sistema de filtrado.** Produce pérdidas de carga en la admisión de aire, lo que reduce la potencia eléctrica neta.



3. **La presión atmosférica.** Está relacionada con la altitud del emplazamiento. Su disminución hace que disminuya la potencia eléctrica.
4. **El tipo de recuperación de los gases de escape.** Puede producir pérdidas en el escape, lo que disminuye el rendimiento de la planta.

Otro factor a tener en cuenta es el mantenimiento preventivo que precisa, ya que suelen recibir uno o dos anualmente según el modelo que se trate.

1.2.2.2 Turbinas de vapor para cogeneración.

En las plantas de cogeneración en las que se emplean turbinas de vapor, el calor útil se extrae del vapor (o mezcla con un título elevado, generalmente $X > 0,9$), haciéndolo circular por un intercambiador de calor, donde se calienta un flujo de agua.

El uso de turbinas de vapor supone las siguientes ventajas:

- Puede emplearse cualquier combustible.
- La relación calor/trabajo puede modificarse fácilmente.
- Pueden atenderse demandas de calor útil a diferentes temperaturas.
- Amplio intervalo de potencias.
- Tiempo de uso elevado.

Por otro lado, se presentan una serie de inconvenientes:

- El rendimiento del ciclo disminuye de forma significativa en aplicaciones de cogeneración.
- Coste de inversión elevado, lo que hace que la rentabilización sea dudosa.
- Puesta en marcha lenta.



1.2.2.3 Motores alternativos Stirling.

El motor Stirling es un tipo de motor térmico del que se pueden obtener elevados rendimientos y genera de manera simultánea energía eléctrica y térmica (cogeneración).

El principio de funcionamiento es el trabajo realizado por la expansión y contracción de un gas al ser obligado a seguir un ciclo de enfriamiento en un foco frío, con lo cual se contrae, y de calentamiento en un foco caliente, con lo cual se expande.

La etapa de refrigeración a la que es sometido el gas se lleva a cabo en un intercambiador de calor, donde se enfría transfiriendo su energía térmica a un fluido, generalmente agua. El agua caliente, o vapor, obtenido en este proceso, se transporta por un circuito de aprovechamiento de calor en cualquiera que sea la aplicación de diseño.

Los motores Stirling tienen las siguientes ventajas técnicas:

- Pocas partes móviles.
- Pocas pérdidas mecánicas.
- Sin cámara de combustión.
- Elevado rendimiento teórico.

Al ser de combustión externa se pueden utilizar múltiples tipos de combustibles para calentar el motor y hay explosión, con lo que el motor es silencioso y libre de vibraciones.

Debido a su relativamente pequeño rango de potencias, resultan especialmente adecuados para micro-generación, presentando las siguientes ventajas:

- La producción de electricidad es independiente de la de calor, por lo que permite un ajuste a la demanda preciso.
- Emisiones muy bajas.
- No se necesita un quemador extra, puede usarse una caldera convencional.
- Puede construirse en unidades intercambiables.

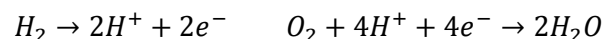
Por otra parte, se trata de una tecnología menos desarrollada, que para potencias pequeñas (<1 MW) ofrece pequeños rendimientos.

1.2.2.4 Células de combustible.

Una célula de combustible es un dispositivo electroquímico de conversión de energía. Es similar a una batería, pero se diferencia de ella en que permite el reabastecimiento continuo de los reactivos consumidos, es decir, se emplea una fuente externa de combustible y de oxígeno para producir electricidad.

Consideramos para una breve descripción el caso más básico, que contiene una membrana intercambiadora de protones de hidrógeno/oxígeno en una célula de combustible, y una membrana polimérica conductora de protones (electrolito), separa el ánodo del cátodo.

Los reactivos mas típicamente utilizados son hidrógeno y oxígeno en el lado del ánodo y del cátodo respectivamente. El hidrógeno, al entrar en la célula, se disocia en protones y electrones. Los protones H^+ son conducidos a través de la membrana del cátodo, y se obliga a los electrones a pasar por un circuito externo, generando una diferencia de potencial, de la cual obtener energía eléctrica. En el catalizador del cátodo, las moléculas del oxígeno reaccionan con los electrones y protones para formar agua. Los residuos en este modo de producción de energía son vapor de agua o agua líquida. Las reacciones químicas que se dan en el ánodo y cátodo respectivamente son:



La tecnología actual para producir hidrógeno es cara y muy poco desarrollada, con lo que estas células se han adaptado para el uso de combustibles (como el diesel, metanol e hidruros químicos) que también lo contienen en su estructura.

La cogeneración a partir de las también conocidas como pilas de combustible, viene a partir del calor liberado por la combinación del ión con el oxígeno para formar agua, que ocurre en la membrana del cátodo.

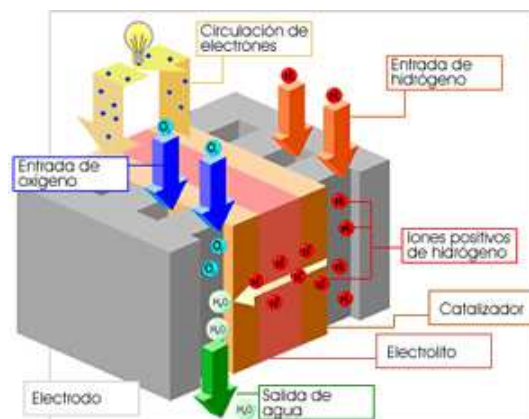
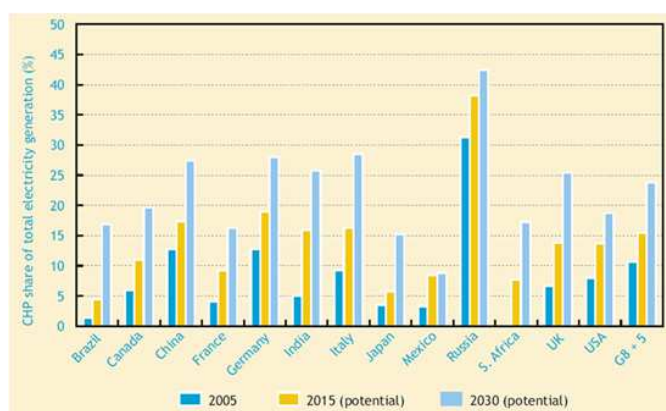


Imagen 10. Esquema de una célula de combustible de hidrógeno y oxígeno. [ICMA].

Las células de combustible son muy útiles como fuentes de energía en lugares remotos, donde una planta de cogeneración aportaría todos los servicios energéticos necesarios. Sin embargo, al tratarse de una tecnología que, aunque sea eficiente y prometedora, solo se puede contemplar desde el punto de vista de una alternativa más en este proyecto.

1.3 COGENERACIÓN EN EL MUNDO Y EN EUROPA

La Agencia Internacional de la Energía estima que la potencia de cogeneración instalada a nivel global es de 330 GW y representa un 9% de la electricidad producida. La siguiente gráfica muestra los potenciales de generación de energía mediante sistemas de cogeneración en el año 2005 y las expectativas para los años 2015 y 2030 para los principales países.

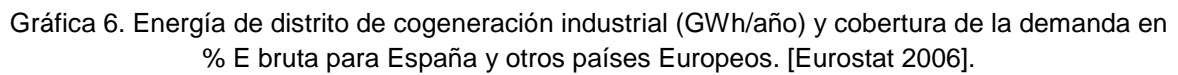


Gráfica 5. Producción de electricidad asociada a la cogeneración en varios países del mundo y expectativas de futuro. [Agencia Internacional de la Energía].

La alta penetración de la cogeneración que se da en ciertos países, como Rusia o Finlandia, resulta en gran medida del desarrollo de la energía de distrito.

Alemania es un buen ejemplo de desarrollo de cogeneración en la unión Europea, contando con una potencia instalada de más de 20000 MW e incentivos gubernamentales que aceleran su implantación [DOC05].

Dinamarca es ejemplo de un país que cuenta con más del 50% de la producción eléctrica de cogeneración. Ello se debe al alto desarrollo de la energía de distrito con cogeneración, que ha contribuido notablemente a la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero.



En el año 2010, el potencial de cogeneración a instalar en Europa estaba estimado en 150 GW [DOC05] suponiendo un ahorro de energía del 13%. Los planes de potencial nacionales más ambiciosos desarrollados a raíz de la Directiva 2004/8/EC indican la posibilidad de doblar la capacidad instalada en el 2020, aportando de esta manera los puntos restantes para alcanzar el objetivo del 20% de ahorro establecido por la Comisión.

1.3.1.1. Influencia de la regulación en el crecimiento y desarrollo.

No obstante se iniciaron algunas instalaciones dado el favorable marco económico, que colocaba las tarifas eléctricas entre las más elevadas de Europa.

El verdadero motor de la promoción de la cogeneración fue la aparición en 1994 de la Ley del Sector Eléctrico y posterior RD 2366/94, que disminuía la retribución de los cogeneradores pero proporcionaba un marco a medio plazo.

En estos años iniciales, la tarifa de venta de la electricidad cogenerada era inferior a la de compra por el consumidor a igualdad de nivel de tensión.

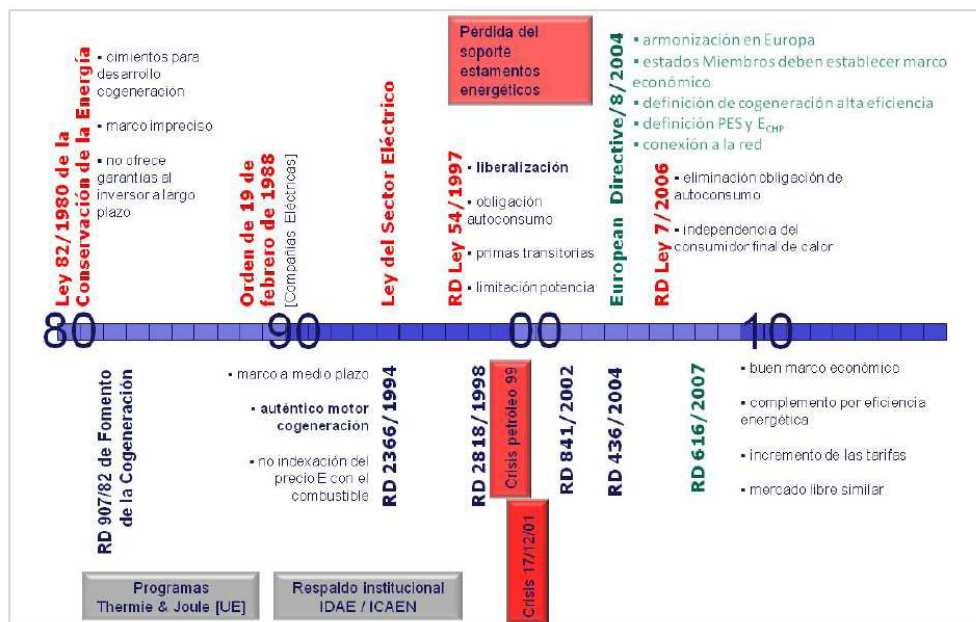


Imagen 11. Marco legislativo en España desde 1980 hasta 2008. [DOC 06].

La aparición de entidades como el IDEA, en 1986, fue decisiva para respaldar a los industriales. Por aquellos años, no se atrevían a invertir en un proyecto desconocido que competiría con el sector eléctrico tradicional, en un momento en que las compañías eléctricas gobernaban y monopolizaban el sector.

El respaldo institucional de dichas asociaciones hacia el posible inversor ante posibles actuaciones contra la cogeneración dio pie al “boom” de la cogeneración a principios de los años 90.

Las compañías eléctricas inicialmente se pusieron absolutamente en contra de la cogeneración, pero ante la imposibilidad de frenar todos proyectos adoptaron una política de unión a la cogeneración. El fuerte retorno de las inversiones en aquel momento fue sin duda el incentivo.

Cabe hablar de las compañías de gas. Estas empresas han tenido claro únicamente que la cogeneración ampliaba su consumo y por este motivo apoyaban las instalaciones de cogeneración. Su desarrollo implicaría un consumo de combustible dos o tres veces mayor y la posibilidad de invertir y extender en nuevos gaseoductos.

Sin embargo, la política y de liberalización energética y el nuevo marco de 1998 incidieron muy negativamente en la cogeneración.

Dicho marco liberalizador fue propugnado por la Ley 54/1997 y su posterior desarrollo a través del RD 2818/1998 supuso una falta de soporte institucional a la cogeneración, que se traduce a la imposición de barreras específicas a su desarrollo:

- a) Creación del concepto *productor-consumidor* que prohibió la venta total de la producción neta a la red y obligaba al consumidor térmico a autoconsumir del cogenerador.
- b) La obligación de autoconsumir cantidades superiores al 30% de la electricidad generada obliga a dimensionar la planta en función de la demanda eléctrica y no del calor, condición que va en contra de la ética de la cogeneración.
- c) La disminución de la potencia instalable de 100 a 50 MW, limitando así en plano de actuación.
- d) La limitación de las primas a un período transitorio, tanto para las nuevas instalaciones como para las antiguas (RD 2366/94), lo que supone el parón de nuevos proyectos.

Con independencia de las leyes que afectan a la cogeneración, el proceso de liberalización eléctrica y la crisis petrolífera de 1999 inciden también en forma negativa en los cogeneradores existente y en los nuevos proyectos.

Esta situación provocó la entrada en crisis de la mayor parte de los cogeneradores, especialmente los acogidos al régimen económico del RD 2366/94, y se puso de manifiesto que dicha regulación económica no era adecuada ante la situación de gran volatilidad del precio internacional de la energía (precio del barril de petróleo).

El 17 de Diciembre de 2001 se dio la máxima demanda histórica de electricidad:

Demanda solicitada	37.718 MW
Producciones	
Producción térmica convencional	20.925
Producción hidráulica	6.857
Producción de bombeo	1.927
Interrumpibilidad	1.727
Importaciones de Francia	812
Régimen especial (básicamente cogeneración)	4.970
Total	37.218
Deslastres	500

Tabla 2. Demanda electricidad en el día 17 de Diciembre de 2001. [DOC06].



La demanda de electricidad fue atendida de la forma que se muestra en la *tabla 2*. En total, 2.227 MW dejaron de suministrarse, entre los 500 MW que se deslastraron y los 1.727 MW que se interrumpieron. El deslastre podría haber sido aún mayor si no se contase con la cogeneración, ya que la demanda prevista no contemplaba los autoconsumos de los cogeneradores, que se estimó en 2.500 MW. EL deslastre hubiera alcanzado los 4.700 MW.

En dicho día, la mayor parte de las cogeneraciones estaban operativas, siendo la aportación de estas plantas decisivas para paliar el desastre de todo el sistema. Este suceso puso de manifiesto la importancia que ha adquirido la cogeneración en el Sistema Eléctrico Español, y así fue públicamente reconocida la aportación de la cogeneración a la seguridad del suministro.

En aquellos momentos, se recurrió a los generadores para superar este déficit de producción del sistema ordinario. El gobierno central ofreció incentivos especiales a los cogeneradores, se solicitó que todas las plantas funcionasen a máxima potencia y se publicó el RD 841/2002.

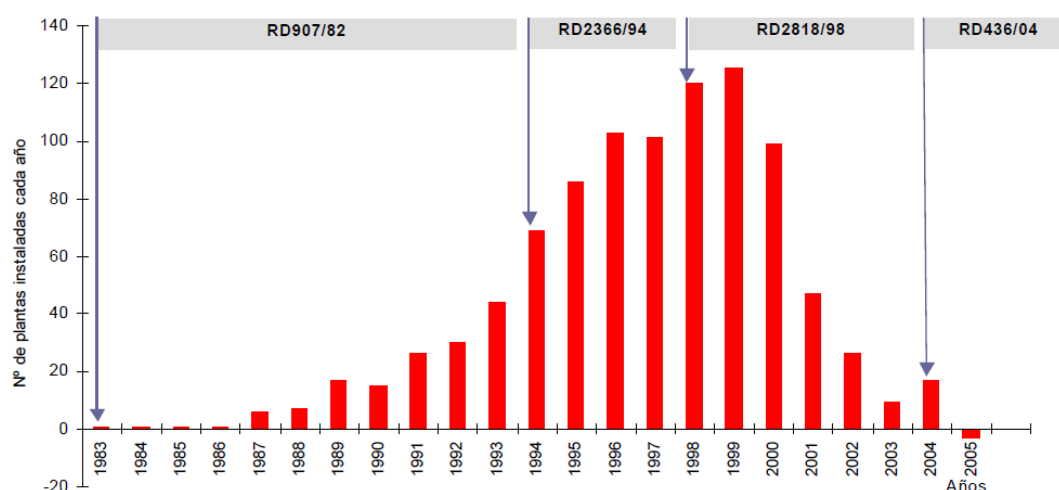
Dicho RD 841/2002 ofrecía apoyos económicos importantes a los cogeneradores que saliesen al mercado, pero las primas otorgadas por este real decreto estaban supeditadas al desarrollo de los ciclos combinados.

De todas formas, el suceso del 17 de Diciembre de 2001 puso de nuevo a la cogeneración en el punto de mira del Gobierno Central.

Con la publicación del RD 2366/94 se dio comienzo a un período de migración de las empresas eléctricas desde la cogeneración hacia las energías renovables. Dicha legislación protege este tipo de proyectos al establecer un marco de incentivos ilimitados en el tiempo y vinculado a la tarifa eléctrica y/o del combustible.

Durante los años de 2000 a 2002 el protagonismo de las centrales de ciclo combinado (dado su alto rendimiento con el que sacar mayor provecho del gas) era tal que dejaron de fluir nuevos proyectos de cogeneración y se cancelaron muchos de los que estaban en curso.

En la siguiente gráfica puede apreciarse la evolución de la implantación de plantas de cogeneración a lo largo de las últimas décadas:



Gráfica 7. Plantas de cogeneración instaladas por año en influencia del marco legal. [IDEA - CNE].

Durante los años 2001 y 2004 se llevaron a cabo grandes avances. En febrero de 2004 se consiguió en Europa (ante la Directiva Europea de Cogeneración) una Directiva, la 2004/8/CE y en España se mejoró el marco regulatorio a través del RD 436/04.

Dicho Real Decreto ya recogía algunos de los aspectos de la Directiva Europea, pero seguía con las fuertes limitaciones impuestas por la Ley 54/1997 en las que se establecía el marco liberación energética, que no se había modificado. Debido a esto, muchas de las propuestas del RD no pudieron aplicarse en forma efectiva.

En el año 2006 se consiguió modificar la Ley 54/1997 mediante el Real Decreto Ley 7/2006, que eliminó alguna de las limitaciones que frenaba la cogeneración, en concreto el concepto de *productor – consumidor*.

Esta modificación aportaba la libertad de comercializar, de la mejor manera posible, la totalidad de la electricidad producida. Fue la mejora legislativa más importante en los últimos 10 años.

En el año 2007 aparecieron nuevas normas jurídicas, que forman un conjunto que debe permitir un nuevo desarrollo de la cogeneración. El Real Decreto 616/07 establece, en concordancia con la Directiva Europea, que debe estudiarse el potencial de cogeneración para aprovechar las ventajas que hacen de la cogeneración uno eje importante de la política Europea. El Real Decreto 661/07 incorpora modificaciones importantes en cuanto a la retribución, que están en concordancia con los objetivos Europeos.

Con objetivo de eliminar el déficit tarifario que afecta al sistema eléctrico, el Gobierno publicó en enero del año 2012 el RD Ley 1/2012 que establece una suspensión de los incentivos económicos para todas las tecnologías del régimen especial, incluida la cogeneración.



Este nuevo y actual marco afecta a aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del RD Ley 1/2012 no hubiera resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril.

1.3.1.2 El presente de la cogeneración

La relativamente lenta evolución en España, en comparación con los países Europeos con altos niveles de energía de distrito desarrollada, se debe a que en nuestro país las condiciones climatológicas requieren soluciones más sofisticadas con refrigeración. No obstante, los niveles de potencia instalada y suministrada son significativamente importantes y se han visto incrementadas desde los últimos años y la tendencia se muestra en el presente.

La potencia total instalada a principios del año 2009 era de 6.170 MW (CNE, actualizar). Ello representaba un 6,5% de la potencia total instalada en el ámbito nacional (94.762 MW) en el 2008, un 13,5% de la potencia máxima demandada y un 12% de la demanda eléctrica nacional en 2006 (informe del MITYC, 2006). La mayor parte de la potencia instalada se encuentra entre 1MW y 25MW.

Los datos más actuales de los que se parten son de Febrero de 2012, obtenidas a partir del centro de documentación de la página web de la Comisión Nacional de la energía.

A día 29 de Febrero de 2012 la potencia total instalada es de 6.413 MW, que junto con la correspondiente a fuentes de energía renovable (aquellas instalaciones contempladas en la categoría b) hace un total 27.259 MW de potencia instalada obtenida a partir de aprovechamientos renovables o altamente eficientes.

Según el boletín de estadísticas energéticas de cogeneración del año 2010 [DOC11], desarrollado por el ministerio de industria, turismo y comercio MITyC, junto con el instituto de diversificación y ahorro energético IDAE, se informa de que a finales del 2010 la potencia total instalada con tecnología de cogeneración es de 6.125 MW (dato que discrepa ligeramente con el anterior, dadas las estimaciones consideradas entre el año 1999 y 2001, al no haberse elaborado la estadística anual), el número total de plantas instaladas era 693, y su distribución por el territorio nacional es como se muestra en la siguiente imagen:

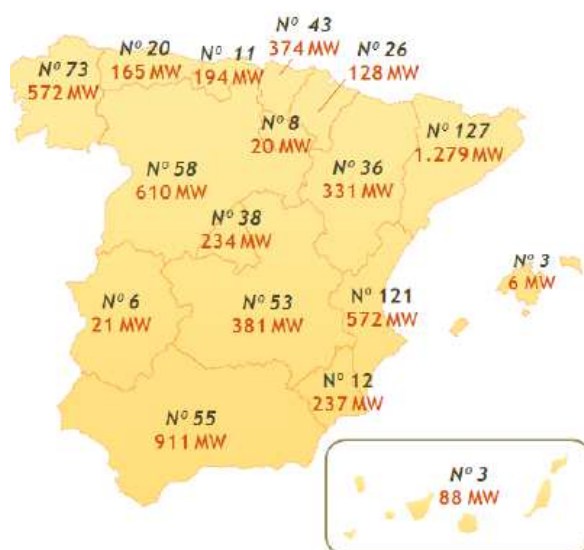


Imagen 12. Distribución del número de plantas y su potencia total por comunidad autónoma. [DOC11].

La distribución de instalaciones de cogeneración por rangos de potencia puede clasificarse según la potencia instalada, y según el número de instalaciones.

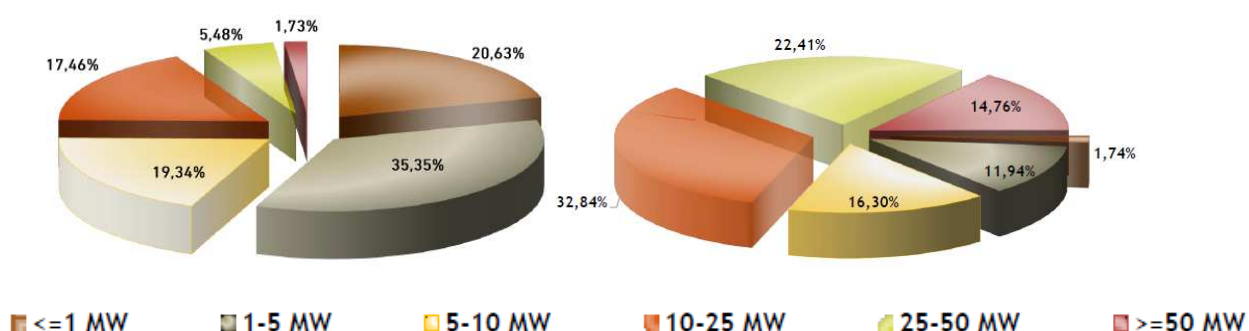
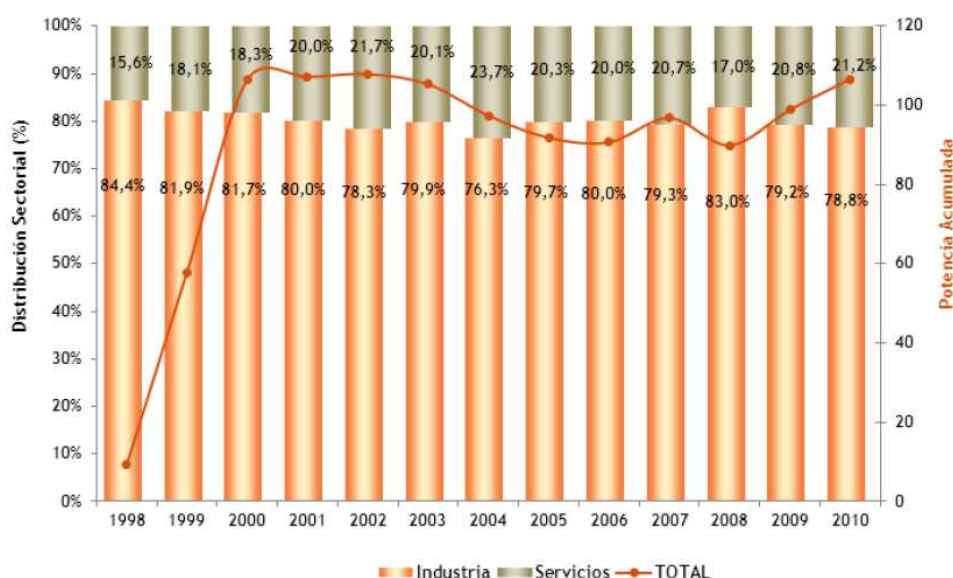


Imagen 13. Distribución de las instalaciones según de cogeneración según la potencia instalada (imagen izquierda), y según el número de instalaciones (imagen derecha). [DOC11].

Las plantas de cogeneración cuentan con un gran desarrollo en el sector industrial en España. En la siguiente gráfica puede apreciarse la evolución durante los últimos años de la potencia instalada, total y la correspondiente al sector de la industria y sector servicios:



Gráfica 8. Evolución nacional de la potencia instalada dividida entre el sector industrial y el sector servicios, junto con la total. [DOC11].

Los subsectores más desarrollados, dentro de la industria, son el papelero, refino, química, petroquímica y alimentación, así como en construcción. Estos, y algunos más se pueden contemplar en la siguiente imagen:

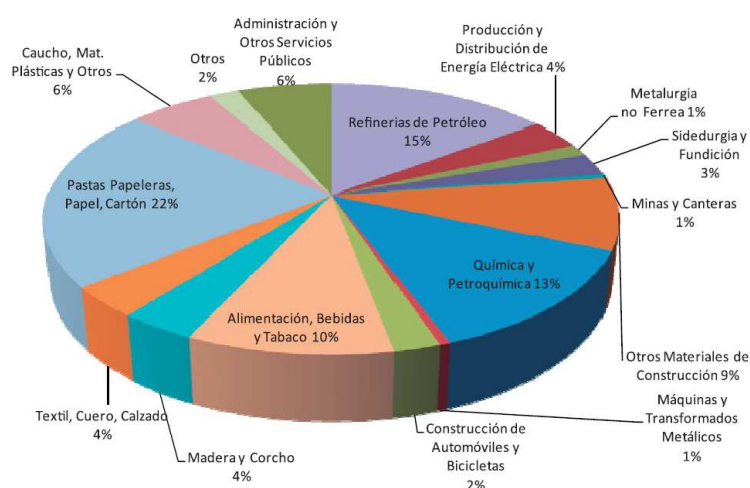


Imagen 14. Distribución de la energía cogenerada por sector industrial. [DOC11].



La mayor parte de las plantas usan como combustible gas natural, suponiendo un 73,6% del total. A esta le siguen las fuentes de combustible renovable (biomasa es el principal) suponiendo un total de 14,57%.

Desde el punto de vista de las regulaciones políticas, es conveniente estudiar bajo qué criterio se clasifican las instalaciones de cogeneración dentro de la totalidad del parque nacional de producción de energía.

Según el Real Decreto 661/2007, podrán acogerse al régimen especial las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Este, hace una clasificación en dos categorías principales que podemos resumir de la siguiente manera:

- Categoría a): Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
- Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier otro tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

Por lo tanto, las plantas de cogeneración, como la diseñada en este proyecto, se encuentra dentro de la categoría a.

Podemos hacer un análisis de actualidad consultando las estadísticas mensuales publicadas por Red Eléctrica Española en su página web, y analizar si realmente la puesta en marcha del Real Decreto Ley 1/2012 supone el parón de las plantas de cogeneración por que la falta de primas no permite un funcionamiento rentable.

En la siguiente batería de imágenes, se muestra la estructura de generación neta mensual desde la entrada en vigor del nombrado decreto. Comienza en Enero de 2012, a este mes le corresponde la imagen superior izquierda. Avanzando hacia la derecha nos vamos encontrando con los meses del primer trimestre del año, Febrero 2012 y Marzo 2012. En fila inferior se muestran los 2 siguientes meses pertenecientes al segundo trimestre:

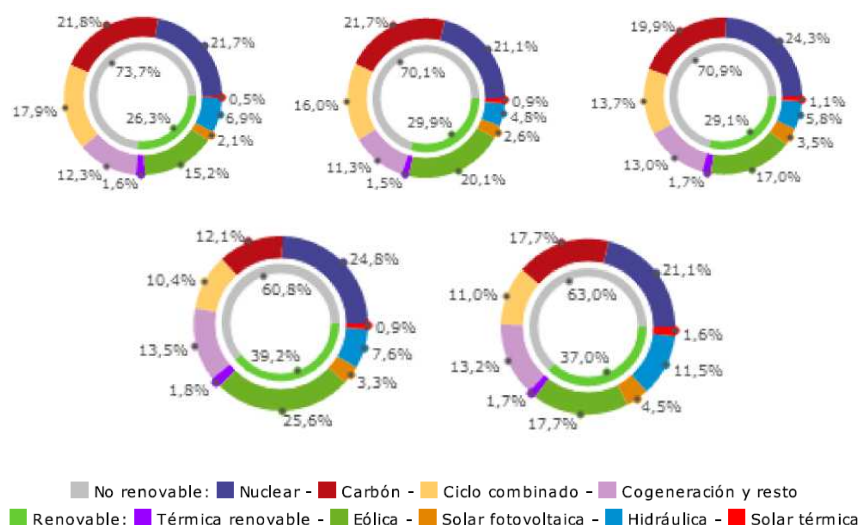


Imagen 15. Parte proporcional de energía aportada por las distintas tecnologías en los primeros 5 meses del año 2012. [REE].

Al observarlo, se puede apreciar que se ha aumentado la cantidad de energía eléctrica inyectada a la red por medio de la cogeneración. Esto demuestra un entorno de regulación en ausencia de primas no desfavorece a las plantas de cogeneración. La base de esto es el elevado rendimiento con el que pueden ser diseñadas, y lo rentable que resulta la inversión en ellas. Aunque su funcionamiento requiera el uso de capital para la compra de energía primaria, siempre, independientemente de primas o subvenciones, la energía producida puede venderse a inyectarse a la red eléctrica.

Bien es sabido que el Real Decreto Ley 1/2012 solo es de aplicación a las plantas de nueva construcción. Es por ello, por lo que el crecimiento atribuido a la cogeneración desde su entrada en vigor se debe al aumento de la potencia instalada, es decir, la inclusión de nuevas plantas.

No obstante, también se debe estudiar la vacío legal que la derogación del mismo Real Decreto Ley deja tras de sí. Dado que el complemento por eficiencia se ha eliminado tanto en plantas existentes, como en las de nueva construcción, el cogenerador ya no está interesado en operar al régimen de máximo REE sino al de máxima potencia compatible con la legislación, es decir a REE mínimo. De este modo aumentan la potencia de la planta e inyectan más energía a la red sin aprovechar todo el calor residual de sus motores. Ganan de este modo más dinero, ya que van a pagar el kWh de electricidad al mismo precio independientemente del REE de su planta, siempre y cuando éste sea superior o igual al mínimo.

Debe existir por tanto un marco legal que no solo regularice los precios de venta de la electricidad, si no también que asegure que las plantas operen de tal



manera que sean eficientes en el uso de combustible y reduzcan las emisiones de gases contaminantes.

La adaptación de las plantas de cogeneración a un entorno sin primas también puede deberse a un tercer factor, que es el verdaderamente hace que, junto con un diseño adecuado, la cogeneración sea rentable. Este factor es la diferencia entre el precio del gas natural y de la electricidad vendida, el cual hace que los periodos de amortización sean relativamente cortos.

A diferencia de las plantas de cogeneración, otras plantas contempladas por el régimen especial, que aprovechan recursos energéticos totalmente renovables, requieren de fuertes inversiones de capital, que de no ser por el pago de primas, los periodos de amortización pueden alcanzar valores elevados.

Es por ello por lo que la cogeneración, siempre que se aplique un buen diseño, ofrece una eficiencia y ahorro de energía tal, que en España se ve incrementado mes a mes la cantidad de energía inyectada por esta la misma.

Cabe indicar también que el Real Decreto Ley 1/2012 cita en el apartado 3 del artículo 3, la posibilidad de establecer regímenes económicos específicos para determinadas instalaciones de régimen especial. Sin embargo, poco en claro se puede sacar de ello, ya que no indica ningún tipo de regulación política que lo trate, y a día de hoy, no hay publicado nada nuevo respecto a ello.

Una nota de prensa publicada a día 27 de Marzo de 2012 informa de que el Grupo Parlamentario Catalán (CiU) presenta una Proposición no de Ley:

El congreso de los Diputados insta Gobierno a impulsar un plan industrial específico de medidas de política industrial orientado a mejorar el ahorro y la eficiencia energética, con especial atención al impulso de los procesos de cogeneración que contribuyan a aumentar la competitividad de nuestro tejido industria

Esta proposición fue aprobada por unanimidad por todos los grupos políticos del Parlamento el pasado 28 de marzo, lo que debería suponer un punto de inflexión en la situación actual de suspensión de los incentivos económicos para el desarrollo de la cogeneración.

1.3.1.3 Futuro de la cogeneración en España

El futuro que espera a la cogeneración en España está planificado en el Plan de Energías Renovables 2011-2020. De cumplirse su ejecución, en él se indica la evolución que se pretende ver en ella, siendo la motivación principal de su crecimiento la gran eficiencia que permite el uso del gas natural, dado su bajo precio y alta disponibilidad en comparación con los combustibles fósiles derivados del petróleo.

En la siguiente gráfica, se ilustra cuales son los objetivos de demanda de energía primaria a conseguir para el año 2020. Se puede apreciar el protagonismo que va adquiriendo la demanda de gas, en pos de la bajada de demanda de petróleo, el cual tiene su principal en el sector transporte, que supone aproximadamente el 35% del consumo total energético nacional.

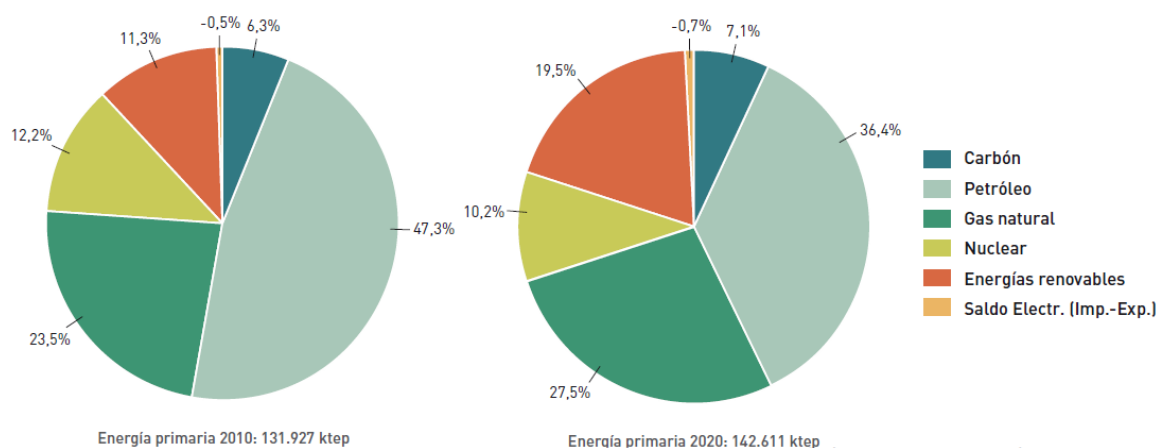


Imagen 16. Evolución del suministro de energía primaria. [DOC12].

El aumento de la producción de gas será debida principalmente a las instalaciones de cogeneración, de las cuales se esperan un ritmo de evolución superior al de los ciclos combinados, que en la actualidad representan el 71% de la producción eléctrica basada en este combustible, respecto al 25% de la cogeneración con gas natural.

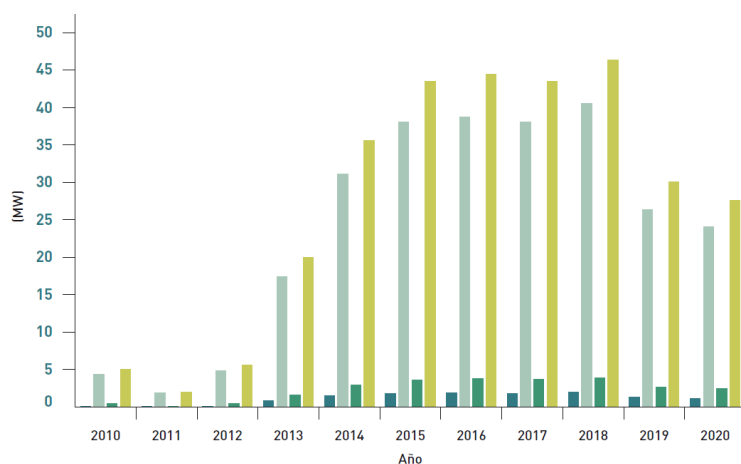
En este documento también se reconoce el papel de la cogeneración en el descenso de la demanda de energía primaria nacional y como factor principal en la mejora de la intensidad energética.

Dada la fiabilidad reconocida en los sistemas de cogeneración, se recogen varias medidas a aplicar. Una de ellas consistirá en mejorar la eficiencia energética de las plantas existentes con más de 16 años de antigüedad. Con ello se espera que la eficiencia global del parque de cogeneración se vea incrementada, y ajustada a los rendimientos que las nuevas plantas son capaces de ofrecer.

La subida de precios de los combustibles convencionales, las necesidades de autosuficiencia energética y los objetivos medioambientales de nuestra sociedad han impulsado el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica. Esto, junto con el desarrollo tecnológico de la biomasa, presenta unas expectativas de crecimiento importantes para el sector de la biomasa en España, incluidas las aplicaciones térmicas eficientes o pequeñas cogeneraciones. Se espera que en el 2020 la generación de electricidad con biomasa, teniendo en cuenta el número



de plantas de cogeneración que entraran en funcionamiento, sea 2,5 veces superior a la del 2010.



Gráfica 9. Evolución de la cantidad de energía eléctrica producida por biomasa en plantas de cogeneración. [DOC12].



Capítulo 2

OBJETIVO Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene por objeto definir y describir los fundamentos de la producción y suministro de energía obtenida a partir de un determinado modo de producirla, la cogeneración.

El objetivo principal es demostrar que realmente la cogeneración ofrece una solución efectiva a un problema, independientemente de la cobertura política que la envuelva, siendo una alternativa potencial entre todas las posibles para satisfacer demandas multienergéticas de un sistema, siendo además la más limpia y rentable.



Para ello en este proyecto se muestra el proceso de dimensionamiento de una planta de producción de energía que ofrece cobertura completa a la demanda de un determinado usuario, el cual se extiende por una red de puntos de consumo, que en el mundo de cogeneración se conoce como distrito.

A su vez, se trata de introducir el método de dimensionamiento implementado en software informático, que adaptándose a las necesidades introducidas de un determinado distrito, realiza un amplio estudio que hace posible la elección del diseño más eficiente y rentable posible al problema planteado.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

La ejecución de este proyecto parte de conocer el problema, cuya solución se expone en el mismo. Este plantea el diseño de una planta de producción de energía mediante cogeneración, para satisfacer una demanda energética de un sistema alimentado de forma convencional, para así justificar las bases sobre las que se asienta la cogeneración: ahorro de energía primaria, disminución de emisiones de gases contaminantes y seguridad del suministro.

La planta que se va a dimensionar está diseñada para ofrecer un flujo de energía térmica en forma de calor y frío, a la vez que electricidad, con lo cual, estamos hablando de una planta de *poligeneración* (pese a que muchas veces se empleará la palabra *cogeneración* para referirse a la misma). Estos tres tipos de energía pueden ser empleados en gran variedad de procesos. Dado el tipo de usuario seleccionado, las dos primeras se emplean en cubrir su necesidad de frío y climatización, y la tercera, en función de lo que resulte más rentable para el cogenerador, venderla.

En este apartado se pretende dar una breve descripción del desarrollo del proyecto.

El punto de partida es la elección del distrito a dar servicio y asegurar que sus características hacen que un sistema de calefacción y climatización de distrito suponen la opción más eficaz. Dentro de él, también debe valorarse si es posible instalar la planta en su proximidad, ya que esto supone una de las bases de la filosofía de la cogeneración: proximidad de los puntos de consumo. El apartado “3. *Elección del complejo a dar suministro y ubicación de la planta*” dedica su extensión al estudio que trata las consideraciones correspondientes para justificar su elección. Este asegura que la decisión tomada hace el distrito existente perfectamente adaptable y con espacio en su entorno inmediato para la ubicación de la planta, pudiendo suponer un ahorro directo en pérdidas de energía por transmisión entre largas distancias.

Una vez conocido el distrito, es importante hacer una descripción del mismo para discretizarlo en puntos de consumo individuales. Este punto es muy importante ya que una planta de cogeneración no solo debe adaptarse a cierta demanda energética, sino también a la morfología y distribución de los puntos individuales que la compone. En el



apartado “4. *Descripción del complejo a dar suministro*” se detalla toda esta información, adjuntando planos y dibujos elaborados con programas de diseño gráfico, como Autocad.

Elegido el distrito y establecida su discretización en pequeños usuarios y su distribución a lo largo del mismo, debe hacerse un estudio completo de su demanda energética. Este es el pilar básico de la efectividad de la planta, ya que su diseño está totalmente adaptado a una demanda concreta. El apartado “5. *Demanda de calor y frío*” muestra el estudio completo de la demanda, y toda la serie de consideraciones tomadas para finalmente obtener la cuantificación de las demandas.

Si las demandas energéticas son conocidas, en este punto del proyecto es entonces posible sugerir el diseño del sistema de su distribución a lo largo del distrito. La primera parte del diseño es definir su configuración geométrica, la cual es dependiente de la morfología del distrito. No obstante, este ha sido seleccionado para hacer posible también la implantación de una red eficiente. La segunda parte se corresponde con el tamaño de los conductos que lo forman, el cual es función del caudal que lo debe recorrer, impuesto por la energía térmica que este debe intercambiar con los puntos de consumo. El estado termodinámico del agua en los circuitos de calor y frío es una variable importante, sus temperaturas de diseño deben hacer posible un reparto de energía efectivo, y la presión a la que circulan debe ser superior a la atmosférica para evitar la entrada de aire en el circuito. En el apartado “6. *Descripción del sistema de distribución*” se muestra el proceso de estudio completo para justificar el diseño final.

A partir de este punto, se continúa con el proceso de dimensionamiento de la planta de cogeneración. Se trata de un proceso complejo, ya que a diferencia de una planta convencional, en esta se producen de manera simultánea 3 flujos de energía diferentes, cuyas cantidades producidas son todas dependientes entre sí. Debido a ello, el juego entre estas 3 variables, que deben combinarse para satisfacer una demanda concreta, exige definir dos aspectos principales: el modo de funcionamiento de la planta, y los equipos que la componen.

- **Modo de funcionamiento.** El modo de funcionamiento define los puntos de consumo de los flujos de energía a los que se da salida. La electricidad puede ser inyectada al distrito, o vendida a la red eléctrica; el calor y el frío pueden ser inyectados al distrito, o autoconsumidos por la planta en caso de procesos industriales. La definición del modo de funcionamiento depende de los clientes o servicios a dar suministro, y debe elegirse el que disminuya el tiempo de amortización de la inversión al mínimo.
- **Equipos que componen la planta de cogeneración.** Dada la variabilidad de la demanda a lo largo de un año, se requiere maquinaria adicional en una planta de cogeneración con respecto a una convencional. Esta maquinaria está comprendida por equipos de producción de calor o frío de respaldo, además de posibles motores adicionales. El número y potencia de estos elementos debe elegirse de tal manera que se asegure el mayor rendimiento de la planta, aprovechando al máximo el calor útil desprendido por los motores alternativos (los cuales debe procurarse que



trabajen siempre al máximo rendimiento) y produciendo frío por el modo más eficiente: mediante absorción o compresión mecánica.

Es en el apartado “7. *Dimensionamiento preliminar de la planta de cogeneración*” donde se hace el estudio completo de los parámetros y variables que definen el problema en el que se enfoca este proyecto. Se sugiere una metodología de diseño que simplifica el proceso de diseño final. La correcta interpretación de los resultados obtenidos proporciona la orientación necesaria a la hora de tomar decisiones en el dimensionado de la planta de cogeneración.

En el apartado “8. *Dimensionamiento de la planta de cogeneración*” se describe que equipos de producción de energía la componen, así como sus dimensiones. El dimensionamiento se desglosa en una serie de fases, en cada una de las cuales se cubre las necesidades energéticas del distrito de forma parcial, y todas en conjunto suponen la solución más eficientemente posible al problema. Para demostrarlo, este apartado se acompaña de cálculos de termodinámicos, de ahorro de energía y reducción de emisiones contaminantes, así como es estudio económico necesario en todo proyecto de ingeniería.

Las conclusiones generales que se pueden obtener de este proyecto, por el cual se trata de diseñar y dimensionar una planta de poligeneración se pueden consultar en el apartado “9. *Conclusiones*”.

Toda la bibliografía consultada se muestra en el apartado “10. *Bibliografía*”. Cabe indicar que a la hora de mostrar el documento específico (ya sea catalogo, libro, otros proyectos, etc.) que se ha estudiado para aportar cierto dato al proyecto, este se muestra con un código de asignación para simplificar la tarea. Dichos códigos pueden consultarse en el nombrado apartado.

El código del programa implementado en Matlab, fundamental para obtener unos resultados de forma rápida y viable, dado la gran cantidad de variables a tratar, puede consultarse en el apartado “11. *Anexos*”.



Capítulo 3

ELECCIÓN DEL DISTRITO Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

3.1 INTRODUCCIÓN

El conjunto de viviendas o instalaciones que será objeto de suministro de calor para calefacción y producción de frío debe recoger ciertas características que lo hace indicado y apropiado para este tipo de instalación.

La ubicación de la instalación de cogeneración es un aspecto fundamental para que este proyecto sea viable. No es solo el alto rendimiento del conjunto de motores lo que hace que la planta sea eficiente, si no otra serie de parámetros.



El carácter limpio y renovable de la energía producida y aprovechada de los sistemas de cogeneración se consigue trabajando en el contexto indicado. De no ser así, la opción que plantea este proyecto para conseguir un sistema eficiente de aprovechamiento de recursos no es la adecuada.

Es por ello por lo que para la selección de la urbanización objeto de este proyecto se ha hecho un análisis de los factores que en ella deben encontrarse. Estos deben justificar la redacción de este proyecto como el estudio que muestra la solución más acertada para satisfacer los objetivos que se persiguen.

Alta eficiencia energética, buen transporte de la *electricidad generada* y *mínimo impacto ambiental*. Estos son los aspectos en los que se fundamenta la elección de un sistema de cogeneración como la mejor solución en un entorno que los reúna.

Posteriormente se mostrará como la elección realizada cumple con los requisitos.

Una vez seleccionado el sistema objeto de suministro apropiado, debe elegirse el punto exacto de situación de la planta en sí en el entorno que lo rodea.

Se han considerado las mismas premisas que anteriormente pero desde otro punto de vista. La solución a la *eficiencia energética* y el *reparto de la electricidad generada* atiende a la optimización del rendimiento general de la instalación. Dicha solución debe ser comprobada para ver si se adapta también a los requisitos de bajo impacto ambiental.

Son estos tres aspectos nombrados los que condicionan el entorno físico de desarrollo de este proyecto desde una visión general y específica. A continuación se definen y se analizan.

3.2 UBICACIÓN DEL DISTRITO

En este apartado se muestra y describo el distrito que será atendido por la planta así como sus características. Se citan también algunas de las alternativas que se han ido pensando y las motivaciones de la elección final.

3.2.1 Distritos alternativos considerados

A la hora de pensar y buscar el sistema al que alimentar por medio de la instalación de este proyecto se han buscado sistemas de viviendas, locales comerciales, oficinas o industrias ubicados en lugares y distribuidos de tal forma que satisfagan en la medida de lo posible los aspectos introducidos en el apartado “3.1 Introducción general”.

Se presentan en este apartado uno de los distritos alternativos que ha sido evaluado así como los motivos de su descarte.

Como primera idea de desarrollo de este proyecto, se pretendía diseñarlo para atender a un suministro de viviendas, locales comerciales, oficinas e industrias que demanden calor para su actividad. Resultaba práctico, pues, encontrar una zona que albergara todos estos elementos.

A partir de este razonamiento surgió esta primera alternativa: *Polígono Industrial nuestra señora de Butarque*, situado en la zona sur-este del municipio de Leganés. Se muestra en la *imagen 1*:

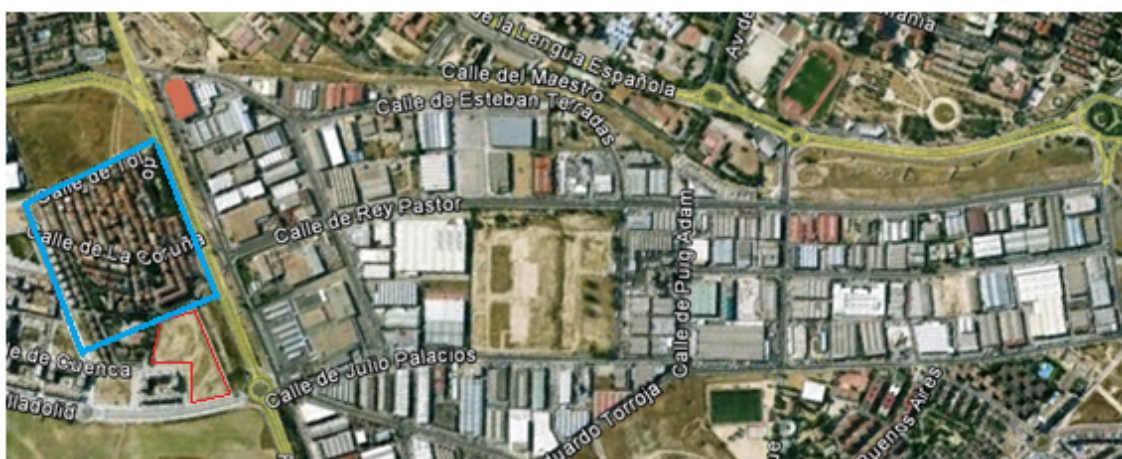


Imagen 17. Ubicación de la alternativa y destinos de suministro. [Google Earth].

En el contorno rojo se encuentra el terreno en el que estaría la planta, alrededor del contorno azul se distribuyen las viviendas a las que se daría suministro. El polígono industrial ocupa la zona central de la imagen.

En un mismo entorno tenemos acogidos distintos tipos de usuarios. Una zona de edificios bajos de viviendas y un polígono industrial en el que se encuentran diversas industrias y locales comerciales con sus respectivas oficinas. También encontramos un terreno desocupado con espacio suficiente para instalar la planta en el.

Sin embargo han sido varias las razones para rechazar esta opción:

Primeramente, dar suministro a una red de bloques de viviendas de, en este caso, solo tres alturas, no es la opción que hace más viable la instalación; el número de viviendas cubiertas por longitud de conducto de reparto es sumamente inferior que cuando se trata de grandes bloques. En este caso cada poca distancia hay una ramificación que puede atender a un gran número de viviendas. Se ha considerado



que otra zona con mayor densidad de viviendas aprovecharía los recursos energéticos más eficazmente.

La segunda razón es la dificultad de obtener información acerca de las industrias. No hay ningún rincón en la web donde sus consumos estén al alcance del público, y más difícil resulta aún conocer la variación de su demanda a lo largo de los meses, objeto imprescindible para el desarrollo del proyecto desde un enfoque realista.

También ha sido decisiva la ubicación de la sub-estación más cercana. Se encuentra a una distancia del terreno elegido para la ubicación de la planta de más de 2 kilómetros. La cantidad de electricidad vendida es fundamental para minimizar el periodo de amortización, una línea de esta dimensión supone unas pérdidas no muy grandes pero la construcción de la misma debe ser asumida por la empresa instaladora de la planta de cogeneración.

Seguramente no se trata de una alternativa inviable, pero por las razones consideradas se ha descartado. A partir de aquí, las opciones buscadas se han hecho bajo otra visión, priorizando dar suministro de calor a zonas de viviendas más intensificadas y desatendiendo clientes industriales por carecer de información acerca de ellos. La cercanía a sub-estaciones eléctricas también se ha tomado en cuenta.

3.2.2 Elección definitiva

El complejo urbanístico al que este proyecto abastecerá de calor está situado en Móstoles, Madrid. La urbanización recibe el nombre de *Los Tilos*, en la zona del *Hospital de Móstoles*.

Dicho complejo tiene geometría radial y está formado por cuatro edificios que contienen a su vez un gran número de bloques y espacios dentro de ellos. Los edificios tienen un total de 9 plantas, la primera ocupada por locales comerciales y el resto por viviendas. Descripciones más detalladas se dan en el punto “4. Descripción del complejo a dar suministro”.

En la *imagen 1* se puede apreciar dicha urbanización a la vez que el método de numeración de los distintos *edificios* para su posterior estudio.

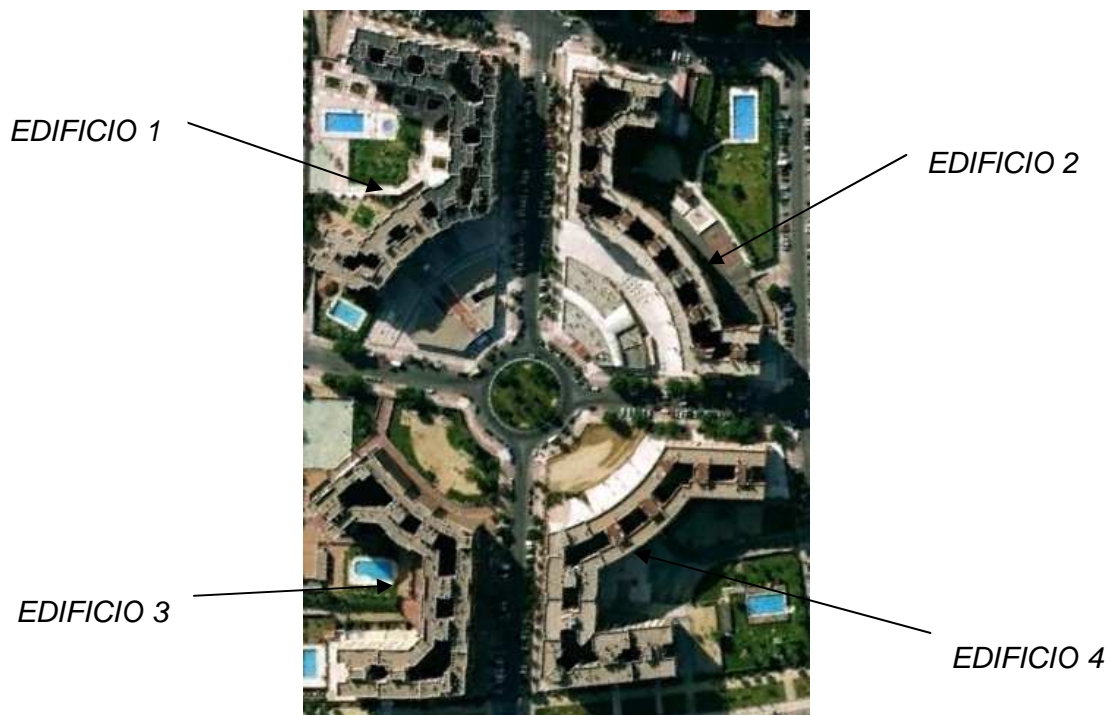


Imagen 18. Distrito objeto del proyecto. [Google Earth].

La selección de esta urbanización como objeto del proyecto se debe a que cumple todos los requisitos que se han considerado necesarios para ubicar en su entorno o cercanía la planta de cogeneración.

En el siguiente apartado se muestra el análisis realizado mediante el cual se ha considerado esta zona, la idónea para abastecer de energía y situar la planta de cogeneración.

3.2.3 Motivación

Lo primero a tener en cuenta debe ser la idea por la cual una central de cogeneración está diseñada y cuáles son las premisas que se deben seguir para que esto se cumpla.

Tres son los requisitos básicos y fundamentales que se deben tener en cuenta: eficiencia energética, facilidad de evacuación de la electricidad generada e impacto ambiental.



3.2.3.1 Eficiencia energética

Atendiendo al proyecto, mediante el cual se pretende diseñar una planta de cogeneración para vender la electricidad generada mediante motores de combustión interna y utilizar el calor residual emitido en este proceso, este calor será transportado mediante una red de distribución. El calor es absorbido por agua y almacenado en ella en forma de energía interna, que dada la alta capacidad calorífica de este fluido se hace ideal para transportar calor en lo largo de grandes distancias.

Entonces se hace evidente que el transporte de calor es la variable fundamental y se debe elegir la manera adecuada para obtener el mayor rendimiento posible y demostrar la viabilidad del proyecto.

Redes de distribución recogidas, que atiendan el mayor número de puntos de consumo recorriendo la menor distancia posible es el objetivo fundamental. Esto es así debido a que a menor distancia recorrida por el fluido se reducen las pérdidas térmicas y también el tamaño y cantidad del equipo de bombeo, aumentando el rendimiento general del sistema notablemente.

Una distribución en anillo se hace perfecta para minimizar pérdidas de energía en el transporte de fluido (tanto térmicas como de presión) y reducir al mínimo el número de bombas necesarias.

La urbanización propuesta en el proyecto cumple con este requisito debido a su geometría radial y se hace perfectamente adaptable a una configuración de conductos subterráneos que permitan un eficiente reparto del fluido caloportador y su posterior recogida para continuar con el circuito.

3.2.3.2 Transporte de la electricidad generada

Es muy importante para el funcionamiento y viabilidad de la instalación un sistema de aprovechamiento de la electricidad generada. El elemento fundamental que hace esto posible es la línea de evacuación, que transporta la energía eléctrica obtenida en la planta a estaciones o sub-estaciones eléctricas para su posterior reparto y uso.

La cercanía de una sub-estación de transformación se hace pues, muy importante, y habiendo tenido esto en cuenta se ha elegido esta urbanización debido a su proximidad a una estación de este tipo. Una distancia hasta ella de aproximadamente 1 km en tramos que siguen la orientación de los caminos, hace posible un reparto eficiente con pocas pérdidas de voltaje debido a la pequeña longitud de la línea de evacuación. Esto permite aumentar al máximo la cantidad de electricidad vendida.

En la siguiente imagen, se muestra una fotografía aérea en la que se puede apreciar la proximidad relativa entre la sub-estación y la urbanización. El contorno azul engloba la urbanización, el verde la situación de la planta de cogeneración (ver el apartado 3.3 *Ubicación de la planta de cogeneración*), y finalmente el rojo la situación de la sub-estación.



Imagen 19. Situación de la sub-estación en el entorno de la urbanización. [Google Earth].

No se puede descuidar tampoco el aspecto económico. El coste de la línea de evacuación debe ser asumido por la empresa cogeneradora, no por la compañía eléctrica, con lo cual deberá de tomarse en cuenta en el estudio de viabilidad económica. El coste de esta es proporcional a la distancia que debe recorrer y la urbanización propuesta hace posible reducirla a valores que supondrán una inversión económica relativamente razonable en comparación con el precio del resto de elementos y equipos que componen la instalación de cogeneración.

3.2.3.3 Impacto ambiental.

No debe olvidarse nunca tener en cuenta el aspecto medio ambiental. Existe una larga cantidad de regularizaciones y normativas que exigen no superar cierto nivel de impacto ambiental en diversos aspectos. Los que más influyen en este proyecto son los referidos a la contaminación acústica y emisión de CO₂.



Dado el gran numero de parcelas que se encuentran próximas a la urbanización, se hace posible la elección de la más adecuada atendiendo al impacto acústico y emisiones de gases de escape.

Para añadir más valor a elección de dicha urbanización como emplazamiento adecuado y favorable, cabe también comentar que se encuentra próxima a la linde de un terreno de gran extensión. En caso de que cualquiera de las parcelas no cumplan con los requisitos ambientales, este terreno implica un impacto acústico muy inferior y los gases de escape son emitidos a un espacio más abierto.

3.2.4 Conclusiones.

Son estos tres motivos: espacio de puntos de consumo distribuidos de manera recogida, proximidad a una sub-estación eléctrica, y la existencia de muchos posibles puntos de colocación de la planta lo que hace de esta urbanización el usuario adecuado para el emplazamiento y funcionamiento de una planta de cogeneración.

3.3 UBICACIÓN DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN.

En lo referente al proceso de elección de la ubicación de la planta dentro del espacio cercano a la urbanización nombrada en el apartado anterior, se muestran a continuación las alternativas pensadas, las motivaciones de la elección tomada y el análisis de cumplimiento de los aspectos nombrados en “3.1 *Introducción general*”.

3.3.1 Ubicaciones alternativas consideradas.

Son varias las alternativas que se han considerado. Aparecen pues, las siguientes motivaciones acerca de la elección de las mismas.

La ubicación de la urbanización está rodeada de un gran número de parcelas de diversos tamaños. Esto abre un amplio abanico de posibilidades a la hora de elegir el mejor emplazamiento atendiendo tan solo a razones de impacto ambiental. El aspecto de la eficiencia energética se puede omitir ya que todos los terrenos inocupados se encuentran a una distancia similar y muy próxima al conjunto de edificios.

En caso de que las emisiones de gases de escape o de ruido sean demasiado elevadas debido a la potencia de la planta, a una distancia de aproximadamente 380 metros, desde el centro de la urbanización se encuentra la linde con una amplia

extensión de terreno sin urbanizar. Sería una alternativa ideal si se emitieran una gran cantidad de gases, así podrían ser diluidos con aire atmosférico que no está en contacto con bloques de viviendas.

Se hace aclarativo mostrar las implicaciones pensadas que supondría el uso de este terreno:

Si se coloca la planta en dicho lugar, la distancia que el conducto primario de transporte de fluido debe recorrer se incrementa en unos 220 metros, lo que supone una disminución del rendimiento general de la instalación por las pérdidas térmicas y de presión añadidas, aunque sean de pequeña magnitud y no afectan prácticamente nada a la viabilidad del proyecto.

Por otra parte, al instalarse en este lugar, la distancia a la sub-estación se reduce de la misma manera y supone un ahorro económico por menor longitud de línea de evacuación instalada y las pérdidas de voltaje en esta serán menores.

Ambas opciones implican convenientes e inconvenientes que sin duda no pondrían en peligro la viabilidad del proyecto. No obstante debe analizarse la más favorable y tenerla en cuenta para la elección final de la ubicación.

3.3.2 Ubicación seleccionada.

La planta irá ubicada en la calle del Río Segura, 31. Se trata de una parcela con las dimensiones mostradas en la figura:



Imagen 20. Dimensiones del terreno desocupado para la colocación de la planta. [Google Earth].

Una línea negra rodea el contorno para mayor claridad. Equivale a una superficie de aproximada de 4400 m². Ofrece un espacio amplio para instalar en ella todos los elementos que formarán parte de la instalación.

Aprovechando la *imagen 19*, el contorno en color verde muestra su geometría y situación respecto al distrito. En la siguiente imagen, se puede apreciar:



Imagen 21. Zona de ubicación de la planta de cogeneración. [Fuente propia].

El edificio 3, uno de los cuatro que componen el distrito, es el que se puede apreciar en la parte izquierda de la *imagen 21*. Es de notar la proximidad de la planta a los puntos de consumo.

3.3.3 Motivación

Una vez seleccionada la urbanización a alimentar y demostrado que es una buena elección atendiendo a diversas razones de carácter general, la elección de la planta debe estar justificada por razones que atiendan a causas específicas del emplazamiento elegido. Estas son: optimización de la distancia del sistema: *sub-estación – planta de cogeneración – urbanización*, y por otro lado impacto ambiental.

Consideramos esta elección la mejor candidata para minimizar las pérdidas térmicas, de presión y de voltaje de electricidad generada y maximizar el rendimiento global en ella.



3.3.3.1 Eficiencia energética y transporte de la electricidad generada.

Para este apartado de elección de la situación de la planta de cogeneración, ambos aspectos (eficiencia energética y transporte de la electricidad generada), serán analizados de manera conjunta.

Como ya se introdujo en el apartado “3.3.3. *Motivaciones*”, una situación concreta mejora las condiciones de transporte de la electricidad generada, y empeora las de conducción del calor producido. Cualquier otra ubicación puede reforzar esto, o hacer lo contrario.

Se ha considerado más importante maximizar la eficiencia energética desde el punto de vista del transporte del calor producido. Es por ello por lo que se ha elegido la ubicación posible más inmediata al entorno de la urbanización a través de la cual distribuir el fluido caloportador a lo largo de la menor distancia posible.

Esto es así, debido a diversas razones:

Primeramente, la corta distancia hasta la sub-estación (aproximadamente 1 kilómetro) supone unas pérdidas eléctricas muy pequeñas, con lo que no sería práctico hacer de esta variable la fundamental del problema, ya que su variación tiene poca influencia sobre el resultado general.

Por otra parte, una mayor distancia de línea de evacuación supone mayor coste de la construcción de la misma. No obstante, esto es preferible porque tan solo supone una mayor inversión *inicial*. Desde otro punto de vista, habiendo minimizado la distancia de transporte del fluido caloportador, el mayor rendimiento global logrado supone un ahorro energético *diario* en sistemas de impulsión, lo cual es la mejor solución posible para medio y largo plazo.

3.3.3.2 Impacto ambiental.

Las dimensiones del emplazamiento son suficientemente grandes como para albergar todos los elementos de la instalación bajo un amplio espacio construido por cerramientos que aíslen de acústicamente cumpliendo con la normativa reguladora vigente.

Con lo cual, la urbanización está situada en un entorno que ha permitido encontrar un emplazamiento para la planta de cogeneración que cumpla con los requisitos y exigencias de impacto ambiental.



3.3.4 Conclusiones.

La ubicación elegida es adecuada para la situación de la planta. La proximidad a los consumidores y a la sub-estación eléctrica la hace muy favorable, y permite conservar el alto rendimiento de diseño inicial a la hora de tenerse en cuenta las pérdidas en transmisión. A la vez, las dimensiones del emplazamiento sugerido permiten albergar todos los elementos necesarios y proteger acústicamente el entorno.

Todos estos aspectos considerados hacen que de la planta se pueda obtener la máxima eficiencia posible.



Capítulo 4

DESCRIPCIÓN DEL COMPLEJO A DAR SUMINISTRO

4.1 INTRODUCCIÓN

El complejo que se va a definir, está formado por un total de 4 grandes edificios tal y como se muestra en la *imagen 2* correspondiente al apartado 3.2.2 *Elección definitiva*. Cada uno de ellos está formado por distintos bloques de viviendas. Suponen una altura total de 25 metros, dividido en 9 plantas totales; la primera destinada a locales que desarrollan actividades del sector terciario y las 8 restantes para viviendas.

Una vez expuesto anteriormente cual es el complejo elegido para dar suministro mediante la planta de producción de energía, en este apartado se procede a hacer una

descripción de él. Se muestra y enumeran por qué tipos de locales está compuesto, la distribución de los mismos y demás datos de utilidad para el desarrollo del proyecto.

Toda la información respecto a la geometría de urbanización y demás datos que se van a presentar a continuación se han hecho con ayuda del programa *Google Earth* y las visitas efectuadas personalmente a la zona en diversas ocasiones para tomar fotografías y recopilar datos.

Con ayuda de *Autocad* se han realizado dibujos en 2D y 3D de la urbanización que facilite la comprensión de diversos puntos del proyecto. Al no contar ni con imágenes ni planos necesarios para el desarrollo del proyecto, se han tenido que realizar personalmente acorde a la información que se ha reunido, como la siguiente imagen, que muestra la vista aérea del complejo:

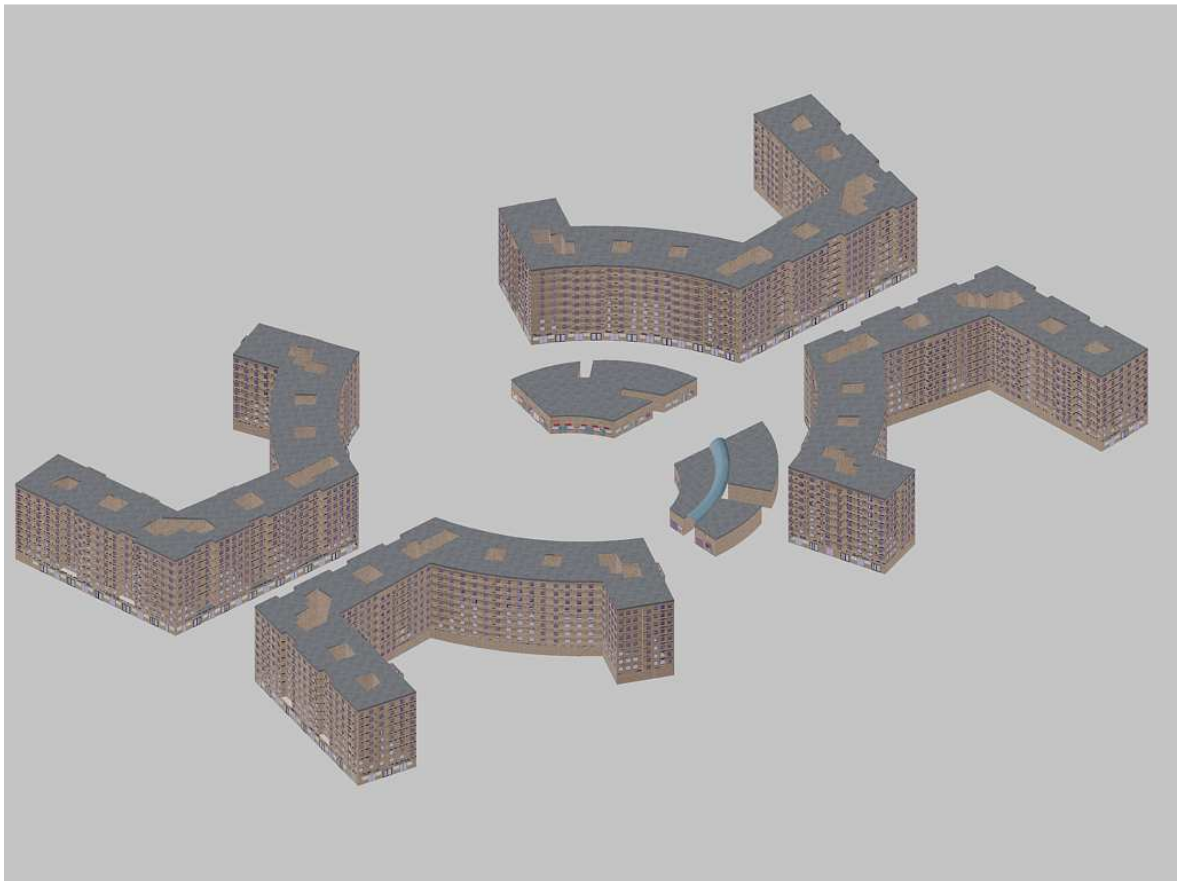


Imagen 22. Renderizado tridimensional del distrito. [Elaboración propia].

A partir de aquí se abren dos apartados independientes en el que se hace la descripción por un lado de los locales comerciales y de las viviendas. Más adelante se verá como se trata de usuarios con necesidades diferentes, y un estudio separado pero en paralelo es más adecuado.

4.2 VIVIENDAS

En las *imágenes 2 y 3* en se ha trazado la vista de la planta de la urbanización con cada uno de los bloques de los edificios diferenciados:

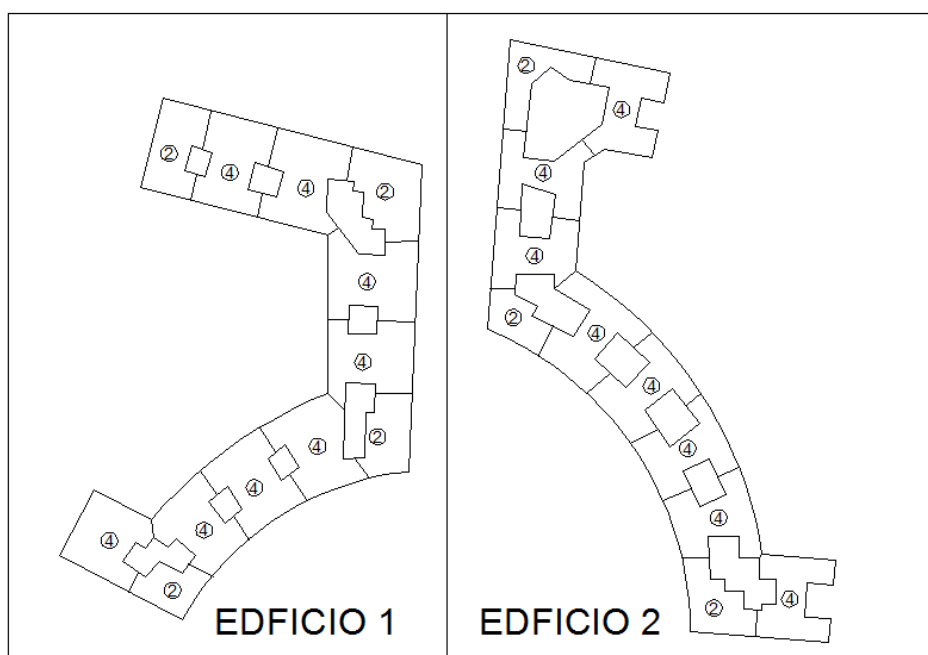


Imagen 23. Vista de planta de los edificios 1 y 2 separados en sus distintos bloques. [Elaboración propia].

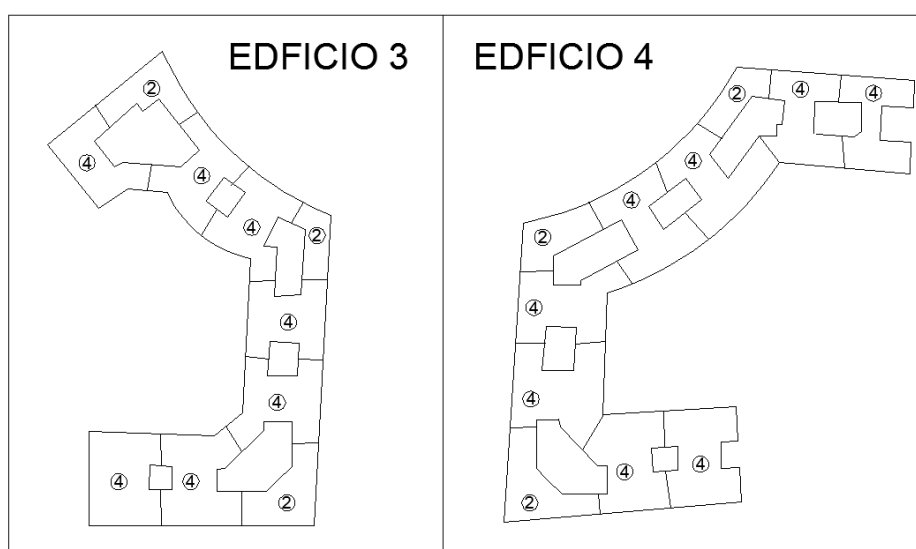


Imagen 24. Vista de planta de los edificios 3 y 4 separados en sus distintos bloques. [Elaboración propia].



La urbanización está compuesta por un total de 37,5 bloques, estando un bloque compuesto por 4 viviendas en cada planta. Se ha hecho esta discretización ajustada a la realidad: en cada uno de los portales de los diferentes bloques se da acceso a rellanos compartidos por 4 viviendas.

La razón de que el número de bloques no sea un número entero, es que por razones de diseño arquitectónico, en algunas de las esquinas de los edificios se han construido bloques con un número de viviendas por planta de 2, es decir, la mitad que el resto de bloques considerados, con lo que a la hora de tomarlos en cuenta en el computo total suman 0,5 bloques. Para atender esto debe prestarse atención a las *imágenes 2 y 3* y tener en cuenta que los bloques denotados con el número 4, son bloques unidad con 4 viviendas por piso; lo análogo ocurre con aquellos marcados con el dos que suman como bloques de media unidad.

La distribución de los bloques y trazas de los edificios no es la realmente exacta debido a que son de elaboración propia y no se dispone de los planos de construcción originales. No obstante, se hace especial insistencia en que pese a ello el número de bloques es el real ya que se ha realizado una aproximación exacta en datos pero no en configuración geométrica. Pese a ello, se han buscado las mejores soluciones para ofrecer datos lo más posiblemente ajustados a la realidad.

Con todo esto, podemos hacer el cálculo del número total de viviendas que forman la urbanización:

$$Num\ viv = (\text{número de bloques}) \times \left(\frac{\text{num plantas}}{\text{bloque}} \right) \left(\frac{\text{num viv}}{\text{planta}} \right)$$

$$Num\ viv = 37,5 \times 8 \times 4 = 1200\ viviendas$$

La superficie de las viviendas la suponemos uniforme en todos los edificios y de valor 85m^2 . Esta medida se ha adoptado habiendo seguido el siguiente proceso:

Primeramente se ha planteado la ecuación:

$$S_{viv} = \frac{1}{\kappa} (S_{Tplanta} - S_{Cplanta})$$

Donde:

- S_{viv} : Superficie de una vivienda
- $S_{Tplanta}$: Superficie total de una planta
- $S_{Cplanta}$: Superficie común de una planta (rellano, escaleras y ascensores)
- κ : Número de viviendas en una planta



Para ello, se ha medido la superficie del descansillo de la planta 3 del portal perteneciente a la urbanización situado en la calle del Río Odiel, 13. A continuación se le ha sumado la superficie aproximada a la real de los ascensores, las escaleras y el hueco vacío ocupado por estas. De esta forma se ha obtenido $S_{Cplanta}$, con un valor de:

$$S_{Cplanta} \approx 60m^2$$

Para obtener de la forma más precisa posible la superficie total de un bloque de viviendas, se ha recurrido a la herramienta *regla* de *Google Earth*. Esta ha permitido tomar unas dimensiones de aproximadamente:

$$S_{Tplanta} = 20m \times 20m = 400m^2$$

Aplicando la ecuación anterior, obtenemos una superficie para una vivienda de:

$$S_{viv} = \frac{1}{\kappa} (S_{Tplanta} - S_{Cplanta})$$

$$S_{viv} \approx 85m^2$$

Este valor aproximado, que consideramos de $85m^2$, lo tomamos como común para el resto de las 1200 viviendas que forman la parte residencial del complejo.

A modo de información y para tener una referencia extra para la correcta visualización del distrito, se muestra a continuación un corte de uno de los bloques que albergan cuatro viviendas en su interior, mostrando así la distribución de las mismas en cada una de las ocho plantas. Este plano no es real, si no se trata de un ajuste lo más próximo posible elaborado a partir de las imágenes aéreas y la información recogida en la visita al distrito.

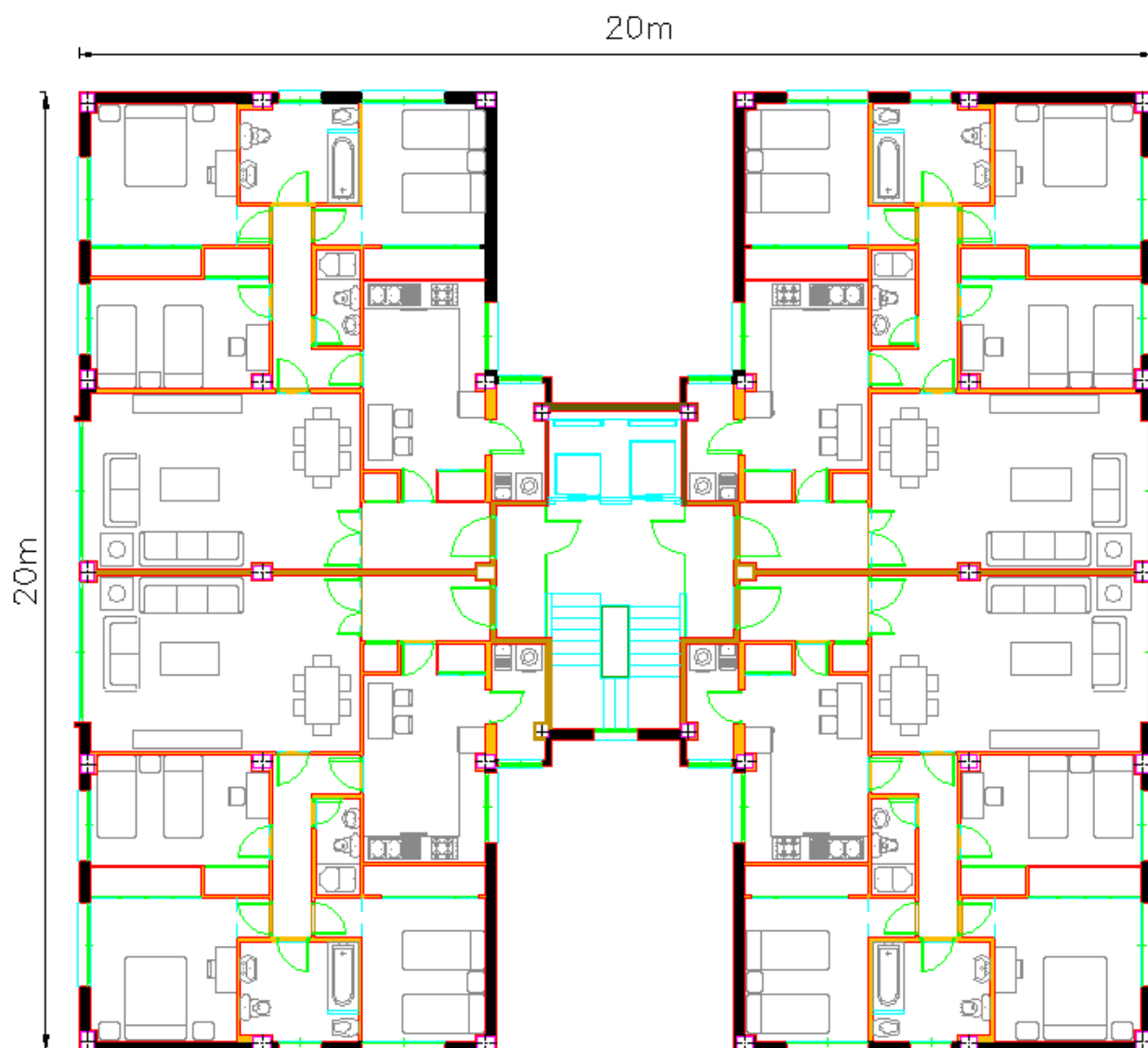


Imagen 25. Conjunto de viviendas que forman la planta de un edificio. [Elaboración propia].

Tal y como se comentó anteriormente, cuando se describió la discretización de los cuatro grandes edificios en distintos bloques, se indicó que algunos están formados por tan solo dos viviendas unifamiliares por planta. Por simplificación, no se ha elaborado el plano de estos bloques. No obstante, ya se ha indicado que todas las viviendas se consideran de la misma superficie en toda la urbanización. Para mayor detalle, se muestra a continuación el plano de la vivienda unifamiliar básica:

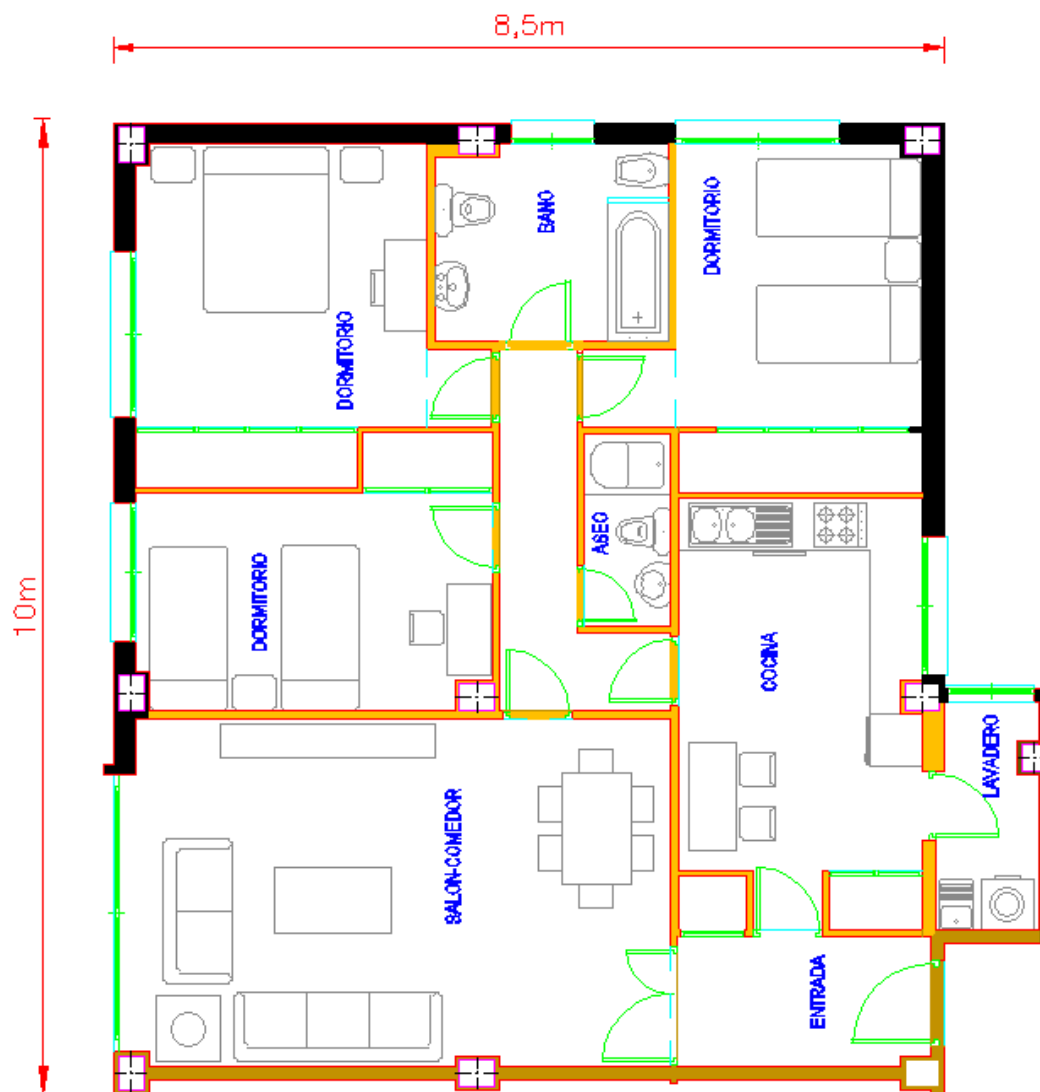


Imagen 26. Plano detallado de la vivienda unifamiliar de los edificios del distrito. [Elaboración propia].



Teniendo esto en cuenta, podemos hacer el cálculo de la superficie total. Dato que será muy importante posteriormente para el diseño de la instalación ya que nos permitirá conocer las demandas térmicas de los edificios.

$$Sup\ total = (Sup\ viv) \times (Num\ viv)$$

$$S_T = 85 \frac{m^2}{viv} \times 1200\ viv = 102000m^2$$

Se hará muy importante tener estos datos en cuenta a la hora de hacer el diseño de la red de distribución de energía calorífica. Las características de las ramificaciones están condicionadas por el tamaño del usuario a atender.

Podemos adelantar en este apartado, que debido al carácter radial de la urbanización y el número de edificios, se hará como mínimo una ramificación en el conducto principal a cada uno de ellos. El cálculo de estas ramificaciones se hace teniendo en cuenta, entre otros factores, la superficie total del edificio o parte él a alimentar. Las imágenes 4, 5, 6 y 7 muestran estos datos y serán retomados posteriormente

4.3 LOCALES COMERCIALES Y OFICINAS

Los locales comerciales se encuentran en la planta baja de los edificios, a pie de calle. Son colindantes con los portales que dan entrada a los bloques de viviendas y a las plantas inferiores del garaje comunitario.

Además, cada uno de los edificios 1 y 2 tiene una construcción anexa. Se trata de pequeñas edificaciones de una planta en los que se encuentran exclusivamente locales comerciales, también tenidos en cuenta para este proyecto y llamados a partir de ahora *anexos comerciales*.

De los datos recogidos personalmente sobre los locales comerciales, son de especial interés para este punto del proyecto los referentes a su situación y superficie aproximada. Dicha información se ha obtenido recorriendo el perímetro de los edificios y haciendo anotaciones de la actividad del local, su situación, y estimando los metros de fachada y de ancho. Como muestra del trabajo realizado, apréciase la siguiente imagen tomada:



Imagen 27. Fotografía de la calle del Río Segura. [Fuente propia].

En ella se pueden ver los distintos locales comerciales distribuidos a lo largo de una de las calles de las que se ha tomado nota.

En las siguientes imágenes se muestran los dos anexos comerciales. Se pueden distinguir fácilmente por su techo y así poder situarlos en la vista general, la *imagen 22*.

Para mostrar los resultados obtenidos se muestran una serie de imágenes correspondientes a la planta de los edificios donde se puede ver los distintos locales comerciales que comprende cada uno. Están situados en el exterior de la fachada, dibujados con formas rectangulares y designados con un código que hará más fácil el análisis posterior.

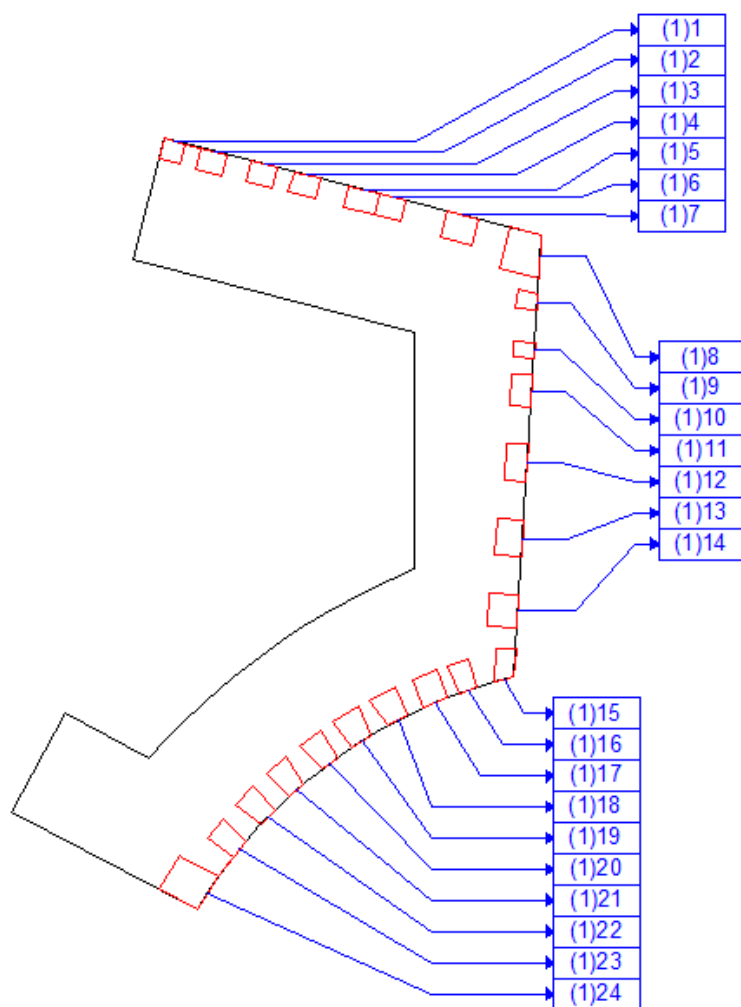


Imagen 28. Distribución y numeración de los locales comerciales en la planta baja del edificio 1.
[Elaboración propia].

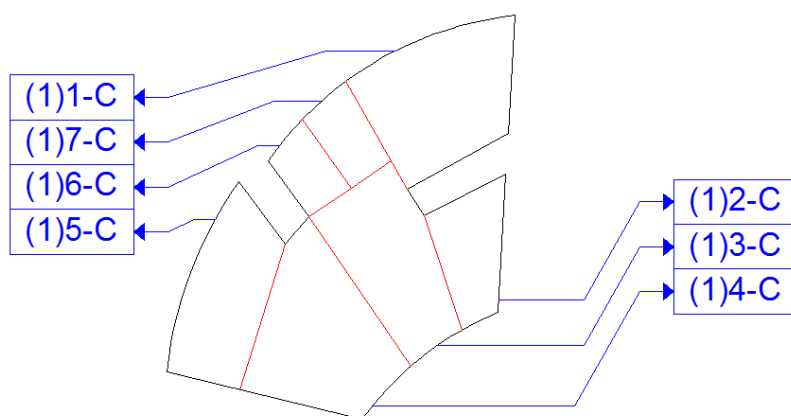


Imagen 29. Distribución y numeración de los locales comerciales en el anexo comercial del edificio 1. [Elaboración propia].

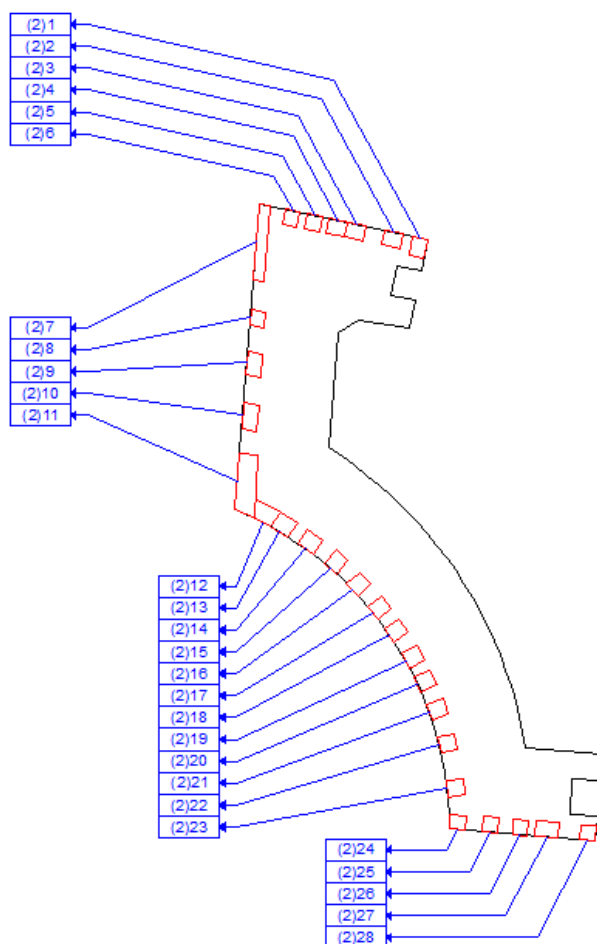


Imagen 30. Distribución y numeración de los locales comerciales en la planta baja del edificio 2.
[Elaboración propia].

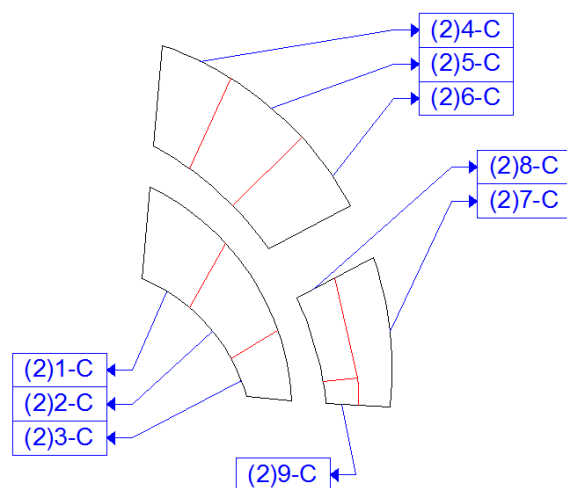


Imagen 31. Distribución y numeración de los locales comerciales en el anexo comercial del edificio 2. [Elaboración propia].

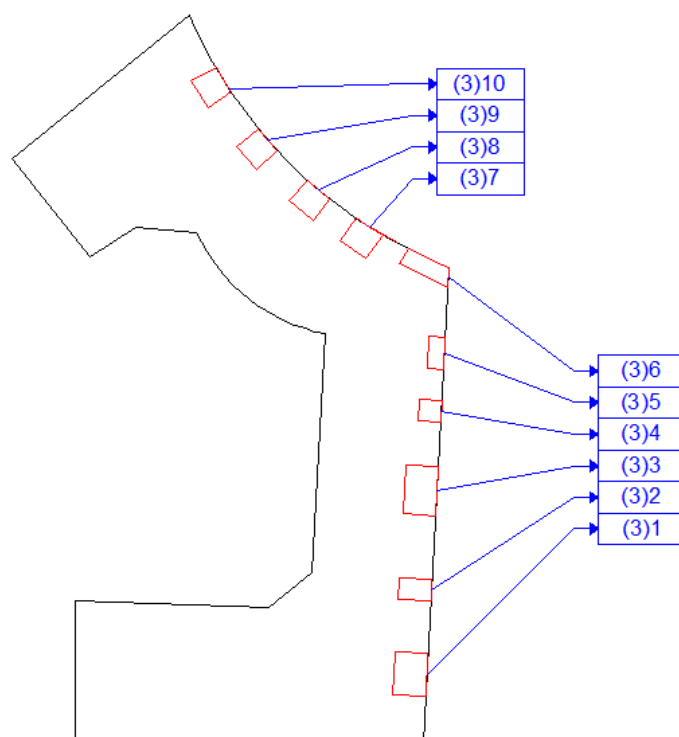


Imagen 32. Distribución y numeración de los locales comerciales en la planta baja del edificio 3.
[Elaboración propia].

NOTA- La distribución de locales comerciales en las imágenes anteriores, 28, 29, 30, 31 y 32 se corresponde con la realidad. Sin embargo, en la *imagen 22*, pueden apreciarse discrepancias en la cantidad de locales mostrados en los bajos de los edificios 2, 3 y 4. Ello es debido a que debido a la similitud geométrica entre los 4 edificios, se han tomado una serie de simplificaciones en la modelación tridimensional para hacerla más sencilla. No obstante, para la ejecución de este proyecto si se han tenido en cuenta las distribuciones reales.

Los bajos del edificio 4 no albergan ningún local comercial.

Todos los bordes de los edificios que carecen de locales comerciales es porque se encuentran en zonas privadas sin acceso público para disfrute y recreo de los inquilinos.

El código obedece a un simple algoritmo. El primer dígito es un número entre paréntesis del 1 al 3, que designa el número del edificio en cuestión. A continuación aparece un número entre corchetes que se va asignando uno a uno a los locales.

Así, el local designado con el código (3)[6], está en el edificio 3 y ocupa el local 6.

También aparece un tercer dígito que se asignará siempre con un guión y la letra C, de esta manera: "-C". Significa que el local en cuestión está situado en el anexo comercial de los edificios 1 ó 2. De esta forma, el (2)[2]-C, pertenece al edificio 2, número de local 2 y está ubicado en el anexo comercial.



Resulta práctico construir una tabla. En ella se muestra un resumen de todos los locales comerciales que hay con su código identificativo. La superficie que ocupan se muestra como el producto de dos distancias, fachada por ancho (en ese mismo orden). Las actividades que se ha registrado, a día de 6 Febrero de 2012, también se muestran en dicha tabla, dividida en varias debido al número de locales presentes en la urbanización.

Comenzando por los edificios uno y dos:

EDIFICIO 1			EDIFICIO 2		
CÓDIGO	ACTIVIDAD	ÁREA	CÓDIGO	ACTIVIDAD	ÁREA
(1)1	Ropa y accesorios	(4x4)m ²	(2)1	Alimentación	(4x5) m ²
(1)2	Alimentación	(5x4) m ²	(2)2	Aseguradora	(5x4) m ²
(1)3	Peluquería	(5x4) m ²	(2)3	Cafetería	(5x4) m ²
(1)4	Auto-escuela	(6x4) m ²	(2)4	Croissantería	(5x4) m ²
(1)5	Frutería	(5x4) m ²	(2)5	Auto-escuela	(4x4) m ²
(1)6	Horno de pan	(6x5) m ²	(2)6	Estética	(4x4) m ²
(1)7	Pollería	(6x8) m ²	(2)7	Banco	(20x5) m ²
(1)8	Quinielas	(3x4) m ²	(2)8	Peluquería	(4x5) m ²
(1)9	Peluquería	(3x4) m ²	(2)9	PC's	(6x5) m ²
(1)10	Acc. de peluquería	(6x4) m ²	(2)10	Venta cerámica	(7x5) m ²
(1)11	Alimentación	(7x4) m ²	(2)11	Restaurante	(15x5) m ²
(1)12	Regalos	(7x5) m ²	(2)12	Carnicería	(6x5) m ²
(1)13	Moda	(6x4) m ²	(2)13	Auto-escuela	(6x5) m ²
(1)14	Prensa	(5,5x6) m ²	(2)14	Cervecería	(4x5) m ²
(1)15	Copistería	(3x6) m ²	(2)15	Estanco	(6x5) m ²
(1)16	Alimentación	(3x3) m ²	(2)16	(vacío)	(4x5) m ²
(1)17	Agencia viajes	(4x6) m ²	(2)17	Agencia de viajes	(4x5) m ²
(1)18	Cafetería	(4x6) m ²	(2)18	Inmobiliaria	(4x5) m ²
(1)19	Licorería	(4x6) m ²	(2)19	Dentista	(5x4) m ²
(1)20	Pizzería	(3,5x6) m ²	(2)20	Fotografía	(3x4) m ²
(1)21	Pizzería	(3,5x6) m ²	(2)21	Agencia de viajes	(3x4) m ²
(1)22	Bar	(3,5x6) m ²	(2)22	Peluquería	(4x4) m ²
(1)23	Estética	(3,5x6) m ²	(2)23	(vacío)	(4x4) m ²
(1)24	Taberna	(7x8) m ²	(2)24	Comidas	(4x4) m ²
			(2)25	Pastelería	(4x4) m ²
			(2)26	Restauración	(4x4) m ²
			(2)27	Taller mecánico	(6x4) m ²
			(2)28	Asesoría	(4x4) m ²

Tabla 3. Numeración, actividad y superficie de los locales comerciales de los edificios 1 y 2.
[Elaboración propia].



En la siguiente tabla se muestra la información de los locales pertenecientes a los anexos comerciales. Al tener geometría radial, se ha calculado su área aproximando el contorno de los locales a un rectángulo y obteniendo la superficie equivalente aproximada.

ANEXO COMERCIAL EDIFICIO 1			ANEXO COMERCIAL EDIFICIO 2		
CÓDIGO	ACTIVIDAD	ÁREA	CÓDIGO	ACTIVIDAD	ÁREA
(1)1-C	Restaurante	(17x17)m ²	(2)1-C	(vacío)	(9x8) m ²
(1)2-C	Bar de copas	(13x10) m ²	(2)2-C	Restaurante	(12x10) m ²
(1)3-C	Cervecería	(4x6) m ²	(2)3-C	Banco	(6x10) m ²
(1)4-C	Banco	(11x20) m ²	(2)4-C	Farmacia	(18x10) m ²
(1)5-C	Banco	(7x10) m ²	(2)5-C	Charcutería	(18x10) m ²
(1)6-C	Cervecería	(10x6) m ²	(2)6-C	Taberna	(18x10) m ²
(1)7-C	Pizzería	(7x10) m ²	(2)7-C	Bar	(15x15) m ²
			(2)8-C	(vacío)	(15x6) m ²
			(2)9-C	Panadería	(5x4) m ²

Tabla 4. Numeración, actividad y superficie de los locales de los anexos comerciales de los edificios 1 y 2. [Elaboración propia].

Se puede apreciar, tal y como muestra la tabla, que los anexos comerciales albergan locales de considerable superficie.

La *tabla 5* muestra la información recogida referente a los locales comerciales del edificio 3:

EDIFICIO 3					
CÓDIGO	ACTIVIDAD	ÁREA	CÓDIGO	ACTIVIDAD	ÁREA
(3)1	Aseguradora	(8x6)m ²	(3)6	Cafetería	(8x4) m ²
(3)2	Peluquería	(4x6) m ²	(3)7	Veterinaria	(6x4) m ²
(3)3	Restaurante	(9x6) m ²	(3)8	Peluquería canina	(6x4) m ²
(3)4	Estética	(4x4) m ²	(3)9	Estética	(6x4) m ²
(3)5	Bodega	(3x6) m ²	(3)10	Fisioterapeuta	(4x7) m ²

Tabla 5. Numeración, actividad y superficie de los locales comerciales del edificio 3. [Elaboración propia].

Se hace especial insistencia en que las superficies mostradas no son rigurosamente igual que las reales ya que no se dispone de los planos que se necesitarían. No obstante, no es objetivo de este proyecto su conocimiento, y la aproximación tomada lanza datos que se consideran adecuados para el desarrollo del mismo.

En el contenido de las tablas ha podido apreciarse que algunos locales están vacíos, es decir, que en la fecha en la que se han revisado personalmente no se daba en ellos ningún tipo de actividad. Estos suponen apenas el 0,5% de la demanda total, con lo que se va a despreciar su inactividad y se considerarán dentro de los cálculos.



4.4 GARAJES

En los bajos de cada uno de los cuatro edificios hay una serie de plantas de garaje para los residentes de la urbanización.

Todo el techo de la primera planta de los garajes, que comprende la superficie sobre la que se asientan los locales comerciales y zonas comunes de acceso a las viviendas, se considera, según el nombrado DB, como *suelos* por ser “cerramientos inferiores horizontales o ligeramente inclinados que estén en contacto con el aire, con el terreno, o con un espacio no habitable”. Como tal, la máxima transmitancia térmica dada la zona climática de desarrollo contextual del proyecto debe ser $0,65 \text{ W/m}^2\text{K}$ [DOC04].

Se considera que dichos cerramientos cumplen con la normativa.

Al tratarse de un espacio no habitable, no va a ser calefactado ni climatizado: espacio no acondicionado.

4.5 CONJUNTO COMPLETO

Dados todos los aspectos definidos hasta aquí en lo referente a la descripción de la urbanización, conviene presentarlos en una tabla. En ella se muestra diversos datos:

	Nº de bloques	Nº de Viviendas	Superficie [m ²]	Nº de Locales comerciales	Superficie [m ²]
Edificio 1	10	320	27200	24	585
Anexo Comercial	-	-	-	7	980
Edificio 2	9,5	304	25840	28	706
Anexo Comercial	-	-	-	9	1152
Edificio 3	8,5	272	23120	10	292
Edificio 4	9,5	304	25840	-	-
TOTAL	37,5	1200	102000	78	3715

Tabla 6. Resumen de los espacios a dar suministro en la urbanización. [Elaboración propia].

Se presenta a continuación un modelo tridimensional del edificio 1 (que por su similitud morfológica al resto es el único que se mostrará) y de anexos comerciales a los edificios 1 y dos.

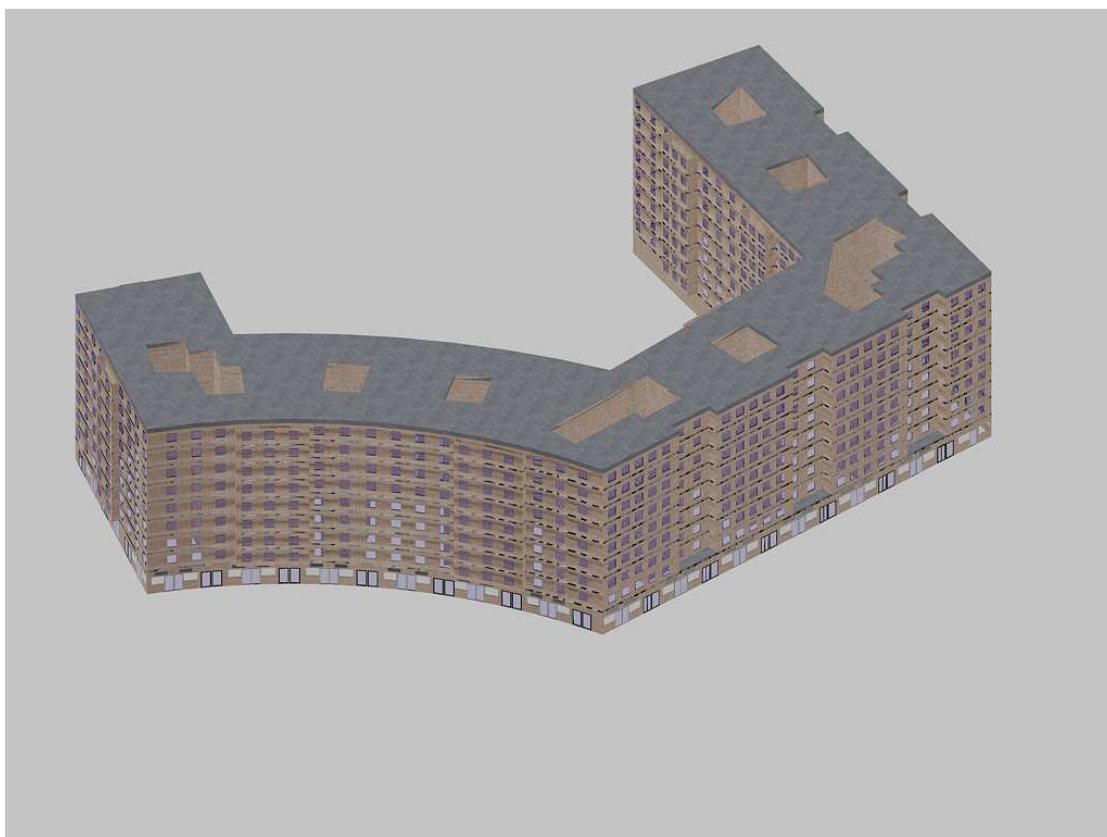


Imagen 33. Vista tridimensional del edificio 1. [Elaboración propia].

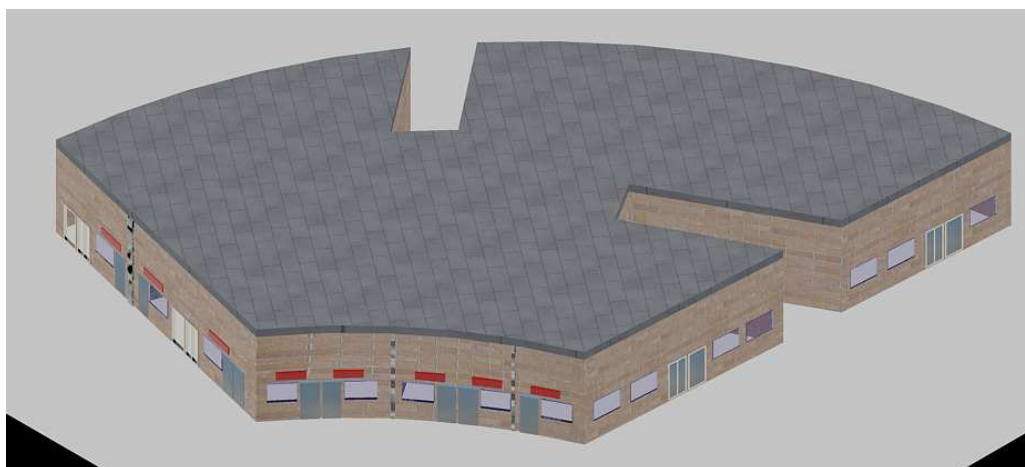


Imagen 34. Vista tridimensional del edificio anexo comercial 1. [Elaboración propia].

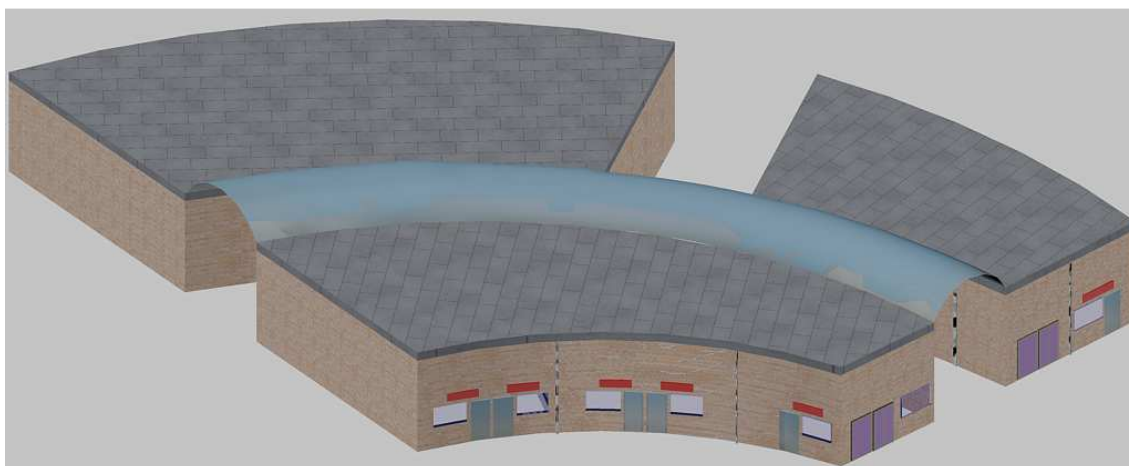


Imagen 35. Vista tridimensional del edificio anexo comercial 2. [Elaboración propia].



Capítulo 5

ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DEL DISTRITO

5.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se define la demanda de calefacción y frío que debe ser atendida con el calor producido en la planta de cogeneración.

Según el objetivo de este proyecto, existen varios tipos de demandantes a los que se darán suministro. Como ya se citó anteriormente, hacemos una división en dos grupos bien distinguidos: viviendas y pequeñas instalaciones dedicadas al sector terciario (locales comerciales y oficinas).



La demanda de potencia para calefacción y climatización en viviendas de las que se han partido en este proyecto se han establecido en base a un estudio realizado previamente. Los resultados de este estudio se han recogido de [PFC01], que ha tenido en cuenta diversos factores en el proceso. La fiabilidad y realidad reflejada de los datos la consideramos adecuada para dimensionar la planta de cogeneración.

La nombrada fuente es un proyecto dedicado exclusivamente al sector residencial de donde se ha obtenido valiosa información. Para obtener datos acerca de los locales comerciales, se ha obtenido información muy útil de [DOC02].

Condiciones climatológicas, tiempo de uso de la calefacción y climatización, temperaturas interiores y características aislantes del edificio son las variables principales que se han establecido. Ambas se definen a continuación, algunas de manera común para las viviendas y locales comerciales por no haber lugar a distinciones, y otras analizadas separadamente.

La metodología de cálculo de transferencia de calor entre el edificio y el ambiente empleada también se define, así como los resultados que este estudio desprende.

Finalmente, se muestran los resultados obtenidos en base a los datos recogidos para la urbanización concreta del proyecto.

5.2 VARIABLES PRINCIPALES

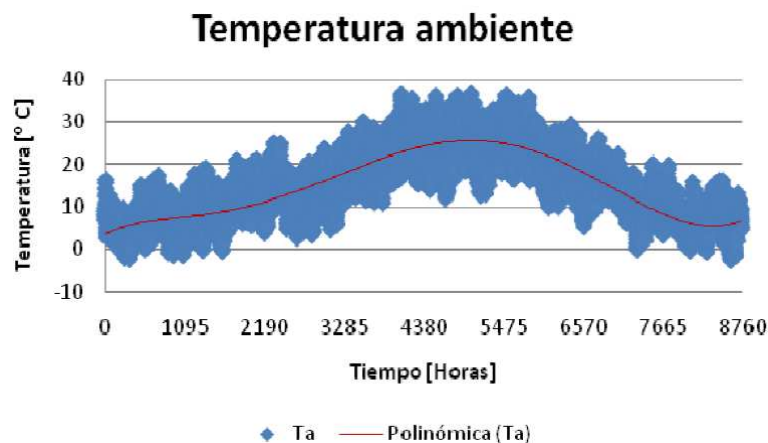
5.2.1 Condiciones climatológicas.

Las condiciones climáticas del entorno de Madrid se han especificado mediante software informático. Dichas condiciones afectan de misma manera a las viviendas y locales comerciales.

El programa METEONORM 6.0 establece las siguientes condiciones de temperatura y radiación solar para la zona determinada.

5.2.1.1 Temperaturas

La evolución de la temperatura media en Madrid a lo largo de 8760 horas que abarcan un año completo es la siguiente:



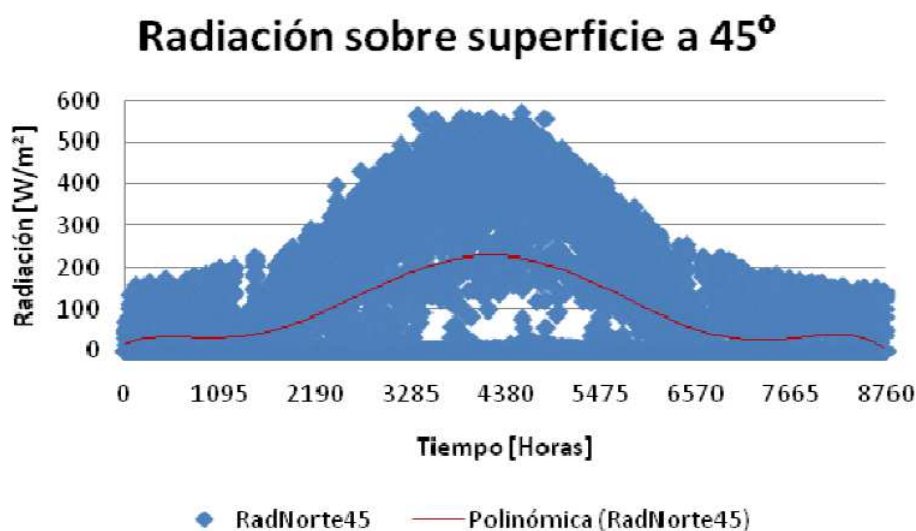
Gráfica 10. Evolución de la temperatura media anual en Madrid. [PFC01].

La amplitud de los valores de temperatura recogidos durante los años de estudio para la realización del programa en una misma hora determinada está marcada por la superficie azul. La línea roja muestra la evolución de la temperatura media de dicha amplitud.

5.2.1.2 Radiación solar

La evolución de la radiación solar incidente se ha considerado en las cuatro orientaciones posibles Norte, Sur, Este y Oeste además del valor de esta misma sobre superficies horizontales y con inclinaciones de 45° o 90°.

Dada la peculiar geometría de la urbanización con carácter circular, a modo simplificador se muestra los valores de radiación sobre una superficie con una inclinación de 45° orientación Madrid Norte:



Gráfica 11. Evolución de la radiación incidente sobre un superficie a 45° con orientación norte en la zona de Madrid. [PFC01].

De nuevo la superficie azul muestra la amplitud de valores de radiación solar recogidos en los años de estudio de elaboración del software y su valor medio está marcado por la curva de color rojo.

5.2.2 Temperaturas de diseño

En lo referente a temperaturas interiores, para las viviendas se han establecido siguiendo criterios adoptados comúnmente en proyectos de instalaciones térmicas.

Para los locales comerciales, al tratarse de espacio públicos debe tenerse en cuenta el Real Decreto 1826/2009, de 27 de Noviembre. Por el que se modifica el reglamento de instalaciones térmicas en edificios (RITE) aprobado por el Real Decreto 1027/2007, de 20 de Julio, en lo referente el límite impuesto para las temperaturas en espacios públicos.

Los tiempos de uso de los sistemas de calefacción y climatización establecidos para las viviendas se han decidido en acuerdo con valores normales que se han considerado adecuados. Para reforzar este fundamento, se han contrastado con los reflejados en otros proyectos y documentos que se citarán a continuación.

Para los locales comerciales dichos tiempos de uso se han marcado acorde la actividad que desarrollan.

Son todos estos aspectos los que se analizarán y definirán en este apartado para calefacción y climatización de manera separada dadas las diferentes condiciones que ambos entrañan.

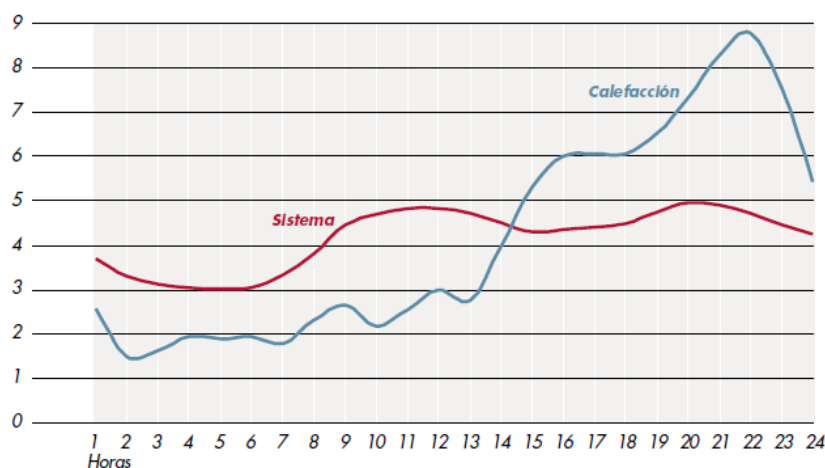
5.2.2.1 Calefacción

5.2.2.1.1 Temperatura de diseño en las viviendas.

En invierno se considerará una temperatura interior de 21°C a partir de la cual se calcula la potencia de la calefacción. Atendiendo al tiempo de uso de la calefacción, se supone un modo de empleo en el cual se distribuyen 12 horas de uso total por la mañana y por la tarde, entre las 06:00 y las 10:00 y entre las 15:00 y 23:00. De este modo los momentos del día que requieren de una temperatura más cálida (por las mañanas antes de abandonar el hogar para acudir al trabajo o atender los estudios, y por la tarde cuando los inquilinos regresan y permanecen en casa) están cubiertos.

En la fuente consultada [PFC01], se tomaba un tiempo de 14 horas, algo que se ha considerado excesivo.

A continuación se muestra una gráfica del perfil horario:



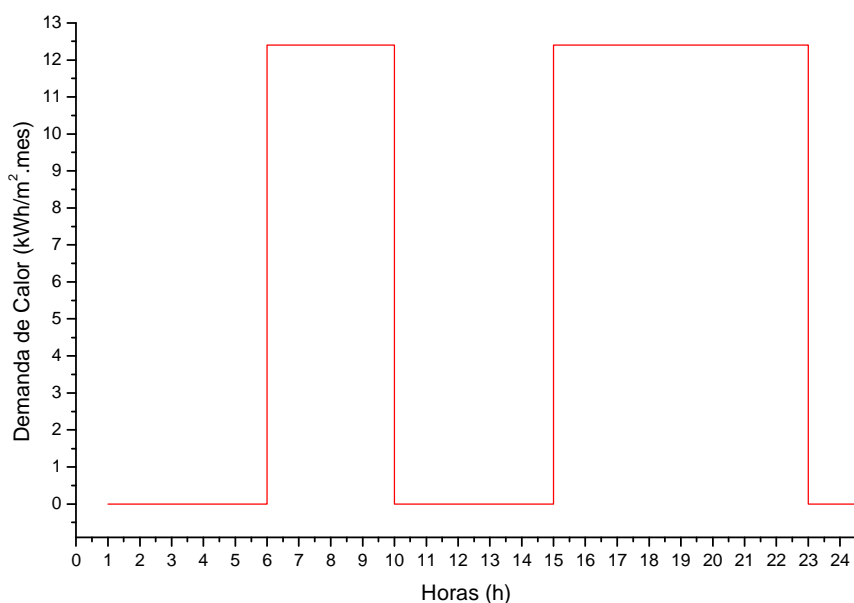
Gráfica 12. Perfil horario de demanda por calefacción en día laborable medio de invierno. [DOC01].

En la gráfica se muestra la evolución de la energía consumida respecto al total diario en el sistema de calefacción en los hogares españoles por medio de la curva azul “calefacción”. La curva roja de “sistema” muestra, de la misma manera, la parte proporcional consumida en forma de calefacción en todo el sistema eléctrico español.

Se trata de un estudio aplicado a todas las viviendas de España, con lo cual muestra valores medios, resultado de diversos modos de uso y empleo del sistema de calefacción. La forma de esta gráfica es función de múltiples variables como el periodo horario de funcionamiento, duración de este, potencias instaladas en cada hogar, viviendas que no dan uso al sistema de calefacción por estar desocupadas en periodos invernales, etc.

No obstante, al ser un estudio que muestra la media en los hogares españoles, apoya los criterios elegidos para el tiempo de funcionamiento de la calefacción. Como se puede apreciar en ella, el intervalo de tiempo que supone una mayor demanda de calor (aproximadamente entre las 15:00 y las 24:00) está incluido en lo establecido anteriormente.

En el caso particular de la urbanización del presente proyecto, la distribución horaria del gasto de calor propuesto tiene la siguiente forma:



Gráfica 13. Perfil horario de demanda de calefacción en un día de Diciembre. Viviendas.
[Elaboración propia].

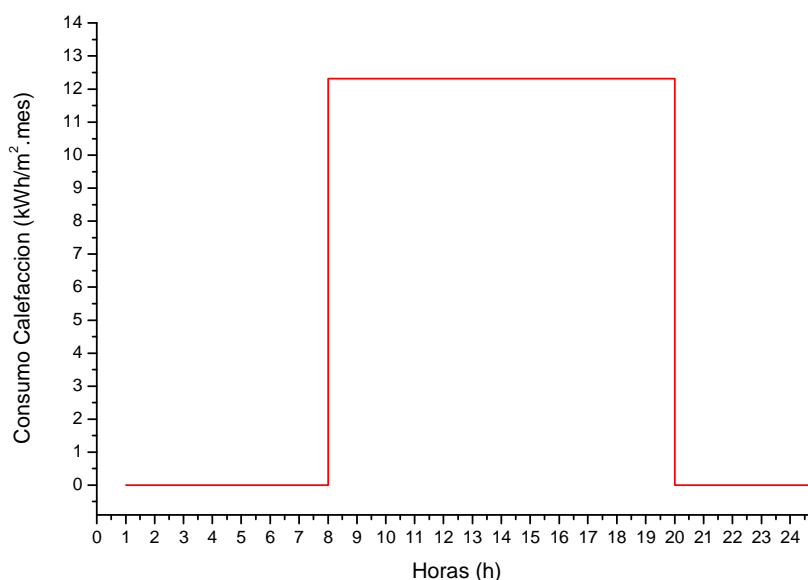
Se puede apreciar cómo según el perfil horario propuesto las necesidades de temperaturas más cálidas en los hogares quedan satisfechas teniendo en cuenta los momentos del día con menores temperaturas e intervalos de ocupación del hogar más comunes.

5.2.2.1.2 Temperatura de diseño en los locales comerciales y oficinas

La temperatura interior de las oficinas para el invierno se considera la misma que para las viviendas, 21°C.

Dada la gran variedad de posibles actividades que se desempeñan en los distintos locales comerciales (oficinas, alimentación, tiendas, restauración, etc.), se hace conveniente establecer una única distribución del tiempo de uso diario común para todas ellas.

Se considerará un periodo de uso de 12 horas diarias distribuidas de manera uniforme desde las 08:00 de la manera que se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 14. Perfil horario de suministro de calefacción en un día de Diciembre. Local comercial.
[Elaboración propia].

En caso de aquellos locales para los que su ocupación no coincida por ser más corta o estar dividida en intervalos, deberán asumir esta oferta de calor.

Esta distribución horaria satisface casi por completo las necesidades de los locales comerciales. Se pueden dar casos de locales que prolonguen su actividad hasta la media noche o comiencen su actividad en días puntuales más pronto, o locales que cesen su actividad un día por semana. En el primer caso, el cliente deberá cubrir su necesidad de calefacción con otros sistemas,

y en el segundo adaptarse. Una oferta personalizada a cada local implicaría complicaciones técnicas.

Aunque pueda otorgar cierto grado de sobredimensionamiento a la instalación global, se considera la mejor opción por ser simple y cubrir todas las necesidades. El consumo total de calefacción de los locales comerciales supone una media de un 4% durante el invierno (como se muestra en el apartado “5.5.3 Conclusiones”), dato por el que también se puede justificar la medida adoptada. La misma consideración se toma para la demanda de climatización.

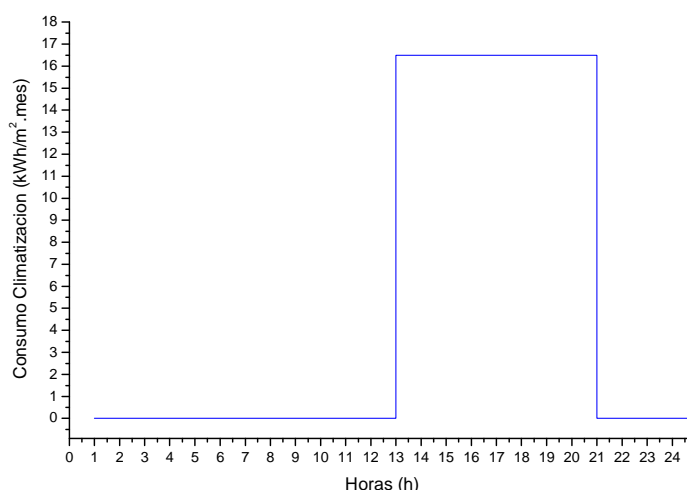
5.2.2.2 Climatización

5.2.2.2.1 Temperaturas de diseño en las viviendas.

En verano la temperatura interior considerada será de 24°C.

Dado que durante las mañanas no se dan temperaturas demasiado altas, el sistema de frío puede empezar a funcionar en horas del medio día. Se ha considerado adecuado en este proyecto la 1 de la tarde y las 9 de la tarde como hora de finalización debido a que las temperaturas empiezan a descender y la estancia en el hogar se hace más confortable sin necesidad de apoyo climatizador.

Resulta útil observar en la *Gráfica 4* que los periodos de mayor uso son en las horas más cálidas del día. Entre la 13:00 y las 21:00 se da el mayor número de usuarios que emplean el aire acondicionado de sus hogares a lo largo de todo el día. Es por ello por lo que se toma este periodo de tiempo como el establecido para la urbanización del proyecto.



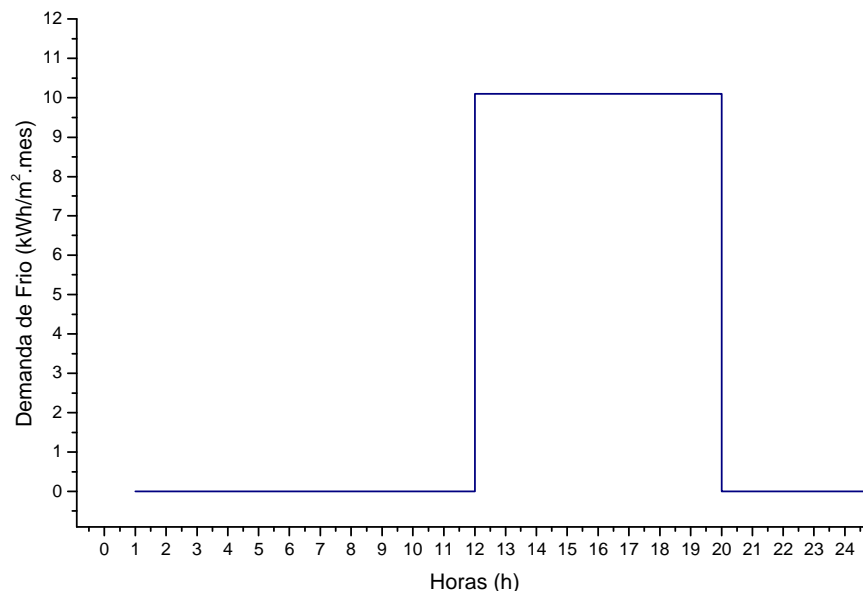
Gráfica 15. Perfil horario de demanda de frío para climatización en un día de Julio. Viviendas.
[Elaboración propia].

Según la *gráfica 5* se puede comprobar cómo la necesidad de temperaturas más bajas en las viviendas está cubierta en las horas de mayor temperatura exterior.

5.2.2.2.2 Temperatura de diseño en los locales comerciales y oficinas.

La temperatura interior de los locales durante el verano será de 24°C, al igual que para las viviendas.

Se considera adecuado un tiempo de uso de 8 horas, comenzando a las 12:00 de la mañana y dando servicio hasta las 20:00. A partir de esto, surge la siguiente distribución:



Gráfica 16. Perfil horario de demanda de frío para climatización en un día de Julio. Locales comerciales. [Elaboración propia].

En la fuente consultada [DOC02] se tomaba un tiempo de 12 horas. Se ha pensado que es demasiado tiempo y que resulta más apropiado rebajarlo a las 8 horas de uso citadas.

5.2.3 Características aislantes del edificio

El cálculo de la carga térmica se estima en base de datos generales [PFC01], con lo que el aislamiento de los edificios es el habitual.

Se ha obtenido de [WEB04] una guía de rehabilitación de las características térmicas de los edificios [DOC03] en donde se puede apreciar cual es la composición habitual que se da en los edificios. Se muestra en la imagen 1:

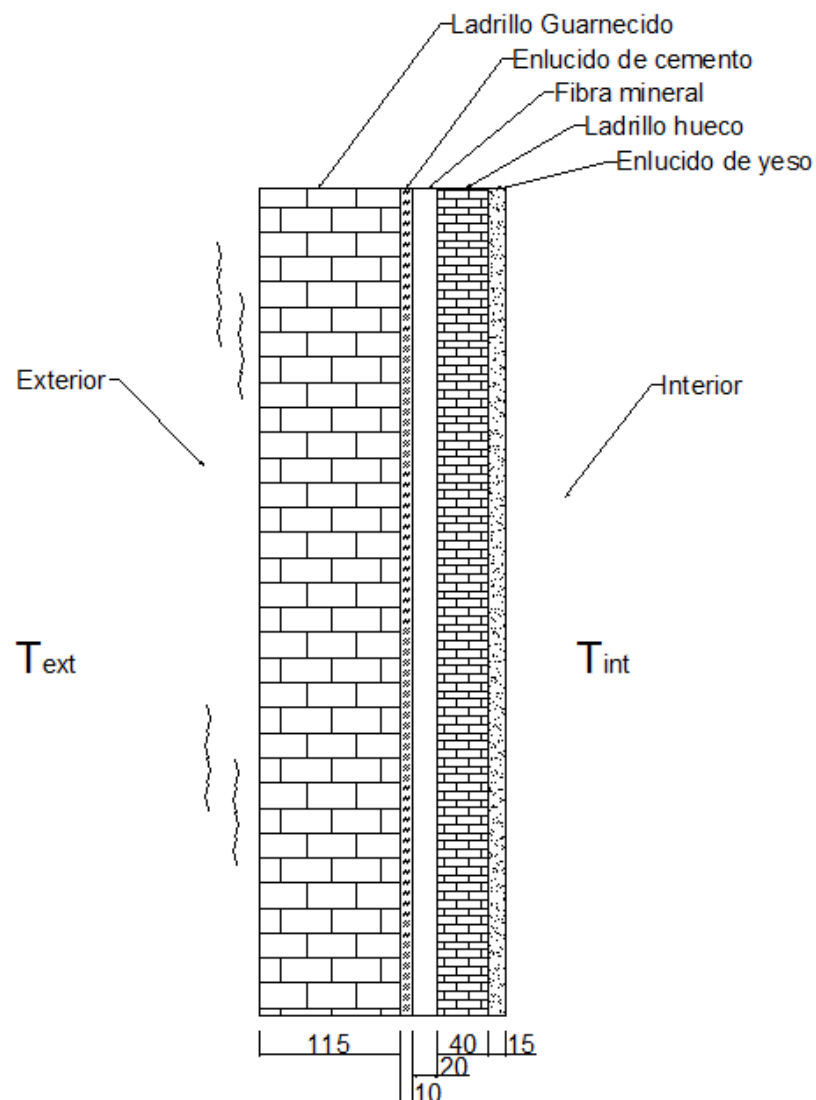


Imagen 36. Composición habitual de un muro de viviendas. [Elaboración propia].

La transmitancia térmica de todo el cerramiento es $U = 1,83 \text{ W/m}^2\text{K}$ [DOC03].



Para simplificar, se considera que la composición de los muros es homogénea en todo el edificio y se considera este tipo de cerramiento común para las viviendas y los locales comerciales.

La fibra mineral que aparece en el esquema anterior se usa para sustituir la implementación de una cámara de aire en el caso de que, al hacer el cálculo de transferencia de calor dentro de la misma, el aire este en movimiento. Si no es así, el resultado del coeficiente global de transmisión es muy parecido en ambos casos.

5.2.4 Metodología del proceso de cálculo de cargas térmicas.

El proceso que se ha llevado para el cálculo de la transferencia de calor en la fuente de información [PFC01] se muestra a continuación de manera resumida. Aunque este referido a un edificio diferente, se considera de válida aplicación para la urbanización de este proyecto ya que esta desarrollado de forma genérica y los resultados expresados son en función de la superficie, esto es, adaptable a cualquier geometría.

Se han empleado los datos de de tempera y radiación mostrados en las *gráficas 1 y 2* respectivamente. La demanda térmica del edificio se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$Q_{dem} = \sum_i A_i K_i (T_{eri} - T_v)$$

Donde:

- Q_{dem} : potencia calorífica transmitida por el edificio [kW].
- A_i : Superficie del cerramiento según la orientación i [m^2].
- K_i : Coeficiente global de transferencia de calor del cerramiento según la orientación i [W/m^2K].
- T_{eri} : Temperatura exterior teniendo en cuenta la radiación en la orientación i [K].
- T_v : Temperatura interior de la vivienda [K].

Como se puede apreciar, en el estudio se han tenido en cuenta las posibles orientaciones cardinales de las múltiples fachadas de los edificios. Lo que aporta mayor exactitud a los datos obtenidos.



Con la expresión anterior se calcula el flujo de calor en régimen permanente para simplificar el cálculo. La demanda energética depende fundamentalmente de la temperatura interior elegida para la vivienda. Para el cálculo de la temperatura exterior teniendo en cuenta la radiación se ha hecho uso de la siguiente expresión:

$$T_{er_i} = T_a + \frac{\alpha \cdot I_{Gi}(\gamma)}{h_e}$$

Donde:

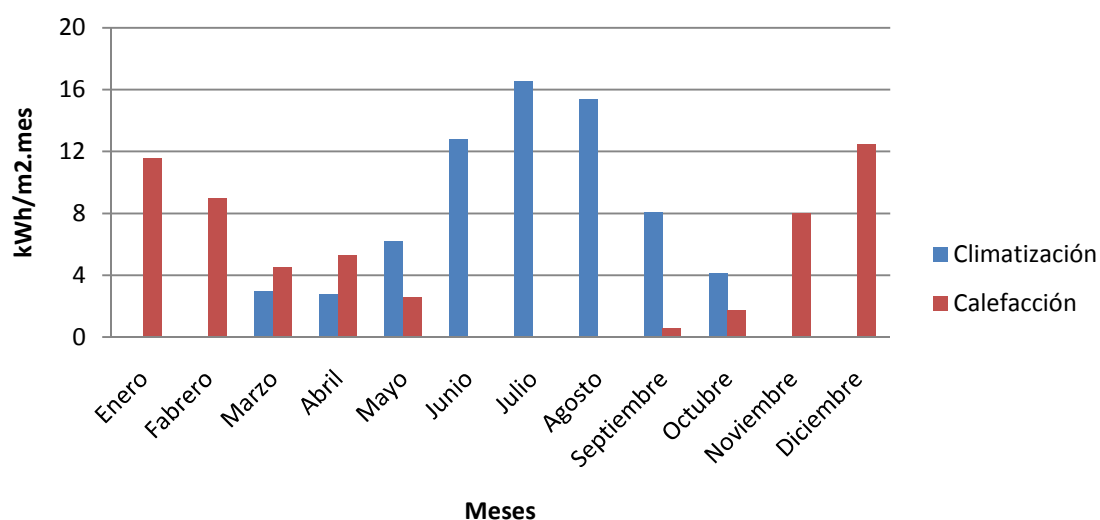
- T_{er_i} : Temperatura exterior con radiación [K].
- T_a : Temperatura ambiente [K].
- α : Coeficiente de absorción a la radiación de la superficie exterior.
- $I_{Gi}(\gamma)$: Radiación global sobre la superficie según la orientación i y el ángulo de incidencia γ .
- h_e : Coeficiente de convección exterior [W/m²K].

Se considera un coeficiente de absorción a la radiación de $\alpha=0,75$ (paredes exterior con un color medio) y el coeficiente de convección exterior es h_e : 16,67 W/m²°C según la norma NBE-CT_79.

5.3 VALORES DE LA DEMANDA DE CALEFACCIÓN Y FRÍO

5.3.1 Demanda de las viviendas.

Dadas las consideraciones anteriores, los resultados de la demanda de calor y frío para viviendas acorde a la zona especificada son los siguientes:



Gráfica 17. Perfil de demanda horaria de frío y calor en los meses de un año. [PFC01].

La fuente de la que se ha recogido este estudio de demanda [PFC01], presenta los datos y desarrolla el estudio sin presentar información respecto al coeficiente de seguridad. Para este proyecto se va a tener en cuenta ya que se considera adecuado sobre dimensionar la instalación debido a que en ciertos años el clima puede ser más extremo y la instalación debe dar abasto pese a estas condiciones.

Los coeficientes de seguridad que se considera se han aplicado se muestran en la tabla 1:

Coeficiente de seguridad	Uso	
	Sistema de calefacción	Sistema de climatización
	1,2	2

Tabla 7. Coeficientes de seguridad tenidos en cuenta. Viviendas. [Elaboración propia].

Son factores comúnmente encontrados en proyectos de dimensionado de sistemas de calefacción y climatización contemplados por el DTIE. Para el sistema de climatización es tan elevado debido a la fuerte variabilidad climatológica: pocos días del año presentan temperaturas anormalmente elevadas, y muy variables de un año a otro, lo que dificulta asegurar que el peor día se podrá atender el 100% de la demanda de climatización, con más indeterminación que la de calefacción.

De esta forma, la curva de potencia calorífica y de climatización que se suministrará a las viviendas será la de la *gráfica 17*. Debe tenerse en cuenta que no corresponde a la curva de demanda real, si no una sobredimensión de esta para cubrir las necesidad en casos de climas desfavorables para la instalación.

Para mayor precisión, la *tabla 8* muestra los valores numéricos de la *gráfica 17*:

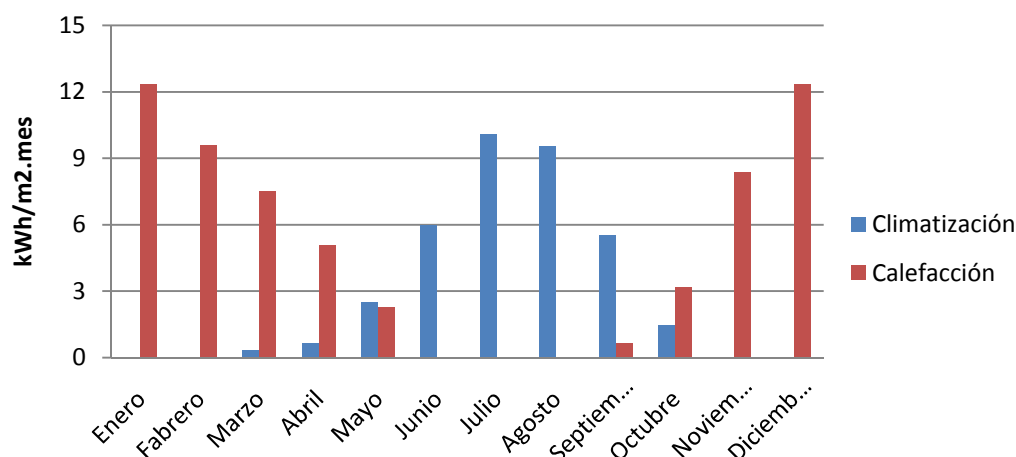
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Consumo de calor [kWh/m ² .mes]	11,53	8,97	4,52	5,27	2,59	0	0	0	0,56	1,69	7,96	12,43
Consumo de frío [kWh/m ² .mes]	0	0	2,94	2,74	6,16	12,77	16,5	15,34	8,07	4,15	0	0

Tabla 8. Datos del perfil de demanda de calor y frío. Viviendas. [Elaboración propia].

Se puede apreciar que algunos de los valores de la tabla no coinciden con la gráfica porque se han hecho 0 debido a cierta consideración. Debido a condiciones climatológicas adversas en escasas zonas de la Comunidad de Madrid se pueden dar consumos de calefacción en los meses más cálidos o de climatización en los meses más fríos. Dichos valores son muy próximos a cero, debido a los pocos casos que se dan. Por lo tanto, consideramos nulo el uso de calor en los meses de verano, así como el de frío en los meses de invierno (además de Noviembre).

5.3.2 Demanda de los locales comerciales y oficinas

Según los datos recogidos, los valores para la energía demandada por los locales comerciales se muestran a continuación:



Gráfica 18. Perfil de la potencia de frío y calor para locales comerciales. [DOC02].

Los coeficientes de seguridad que se han tomado en este estudio consultado, son los mismos que se han considerado para las viviendas. Se muestran a continuación:

Coeficiente de seguridad	Uso	
	Sistema de calefacción	Sistema de climatización
	1,2	2

Tabla 9. Coeficientes de seguridad tenidos en cuenta. Locales comerciales. [Elaboración propia].

Cabe comentar que en comparación con las viviendas, el consumo de calefacción es mayor en los locales comerciales. Esto es debido a varios factores.

Por una parte, dichas instalaciones tienen más superficie acristalada y la puerta mediante la que se accede desde la calle se abre continuamente, lo que implica una pérdida de calor más importante. Y por otro lado, en el subsuelo están los garajes, que al no estar aclimatados su temperatura interior es próxima a la exterior y hace que la transferencia de calor entre el local y el piso inferior sea mayor que en las viviendas.

Para mayor precisión, la *tabla FEFE* muestra los valores numéricos de la *gráfica 7*:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Consumo de calor [kWh/m ² .mes]	12,33	9,61	7,52	5,06	2,28	0	0	0	0,63	3,2	8,34	12,33
Consumo de frío [kWh/m ² .mes]	0	0	0,31	0,67	2,52	12,77	16,5	15,34	8,07	4,15	0	0

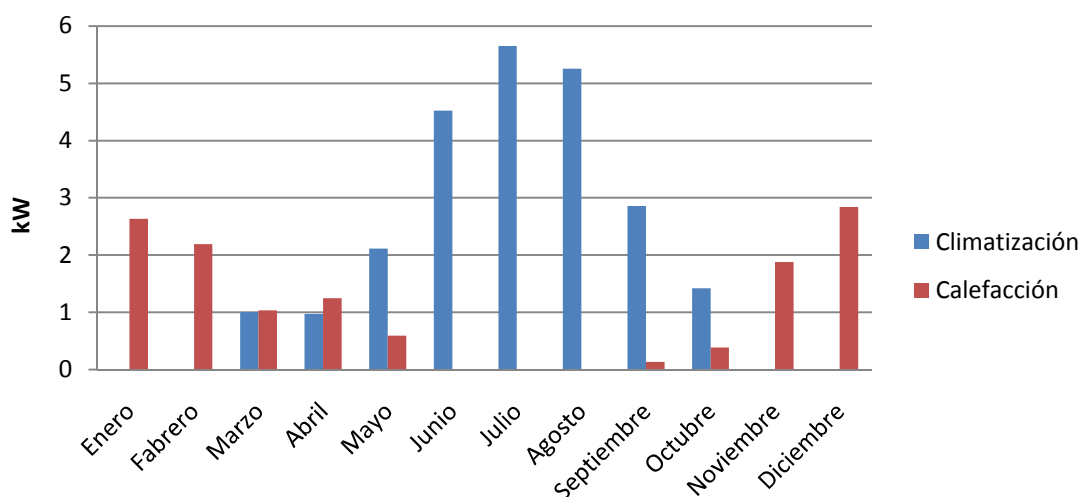
Tabla 10. Datos del perfil de demanda de calor y frío. Locales comerciales. [Elaboración propia].

Al igual que para las viviendas, tanto para el consumo de calor como de frío se ha despreciado en ciertos meses del año.

5.4 CÁLCULO DE DEMANDAS PARCIALES Y TOTALES

5.4.1 Cálculo de la demanda de las viviendas.

Para una de las viviendas de la urbanización, con una superficie de 85m² la curva de la demanda en verano y en invierno es la siguiente:



Gráfica 19. Perfil de la potencia de frío y calor para una vivienda. [Elaboración propia].

Para convertir los valores de kWh por unidad de superficie y mes, se aplica el siguiente cálculo de cambio de unidades, siendo Q un valor cualquiera:

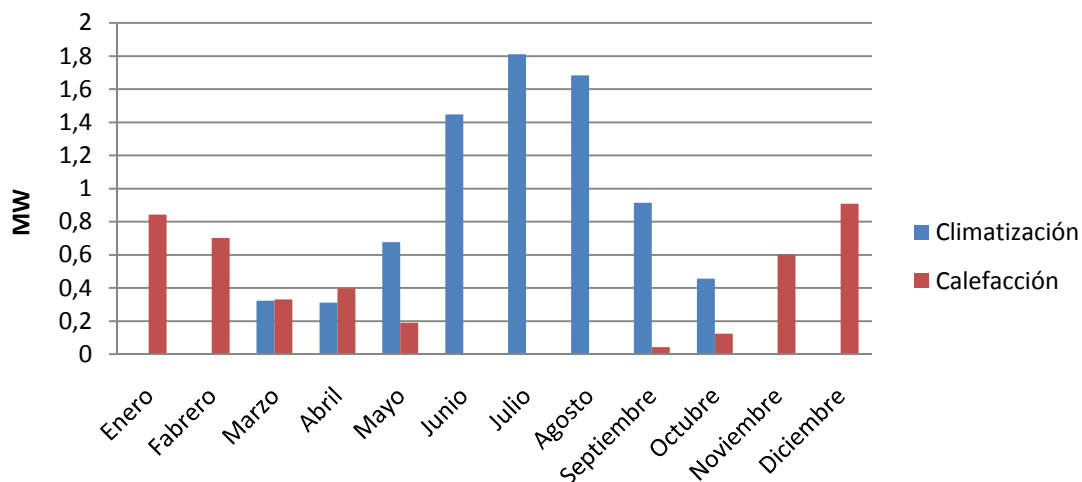
$$Q \left[\frac{kWh}{m^2 mes} \right] = Q \left[\frac{kWh}{m^2 mes} \cdot \frac{1 mes}{d \cdot n} \right] S = Q \frac{S}{d \cdot n} [kW]$$

Siendo:

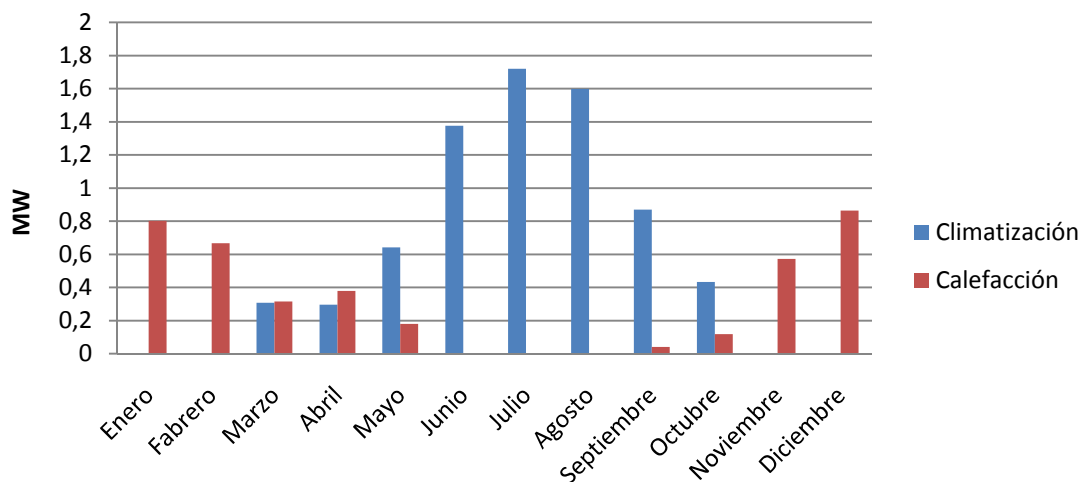
- d: número de días de un determinado mes.
- n: número de horas de uso. Para calefacción 12h y para climatización 8h.
- S: superficie sobre la que se calcula la demanda en m².

Es útil el gráfico 9 porque refleja el orden de magnitud de la potencia de calefacción requerida. Para el entorno de Madrid en los meses más duros del invierno se consideran normales potencias de entre 3kW y 4kW.

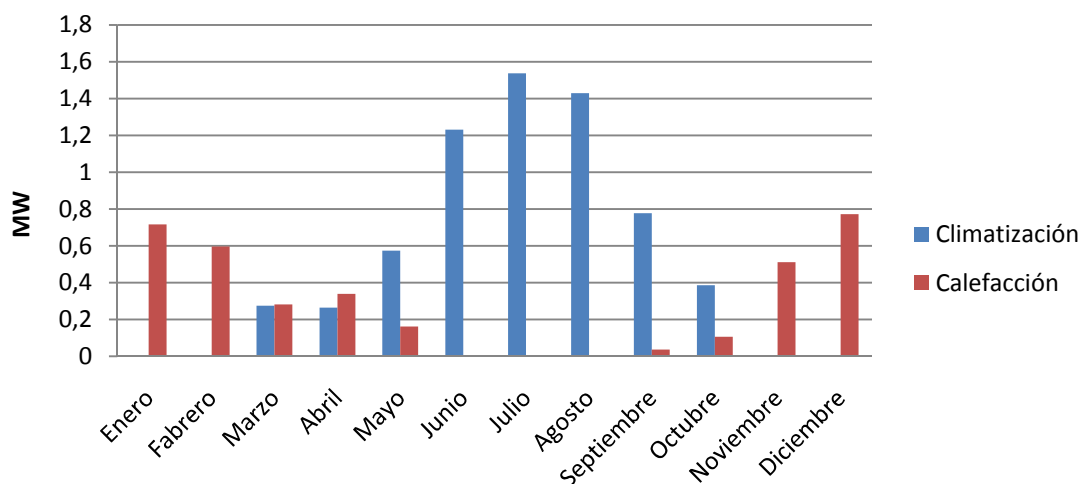
Conviene presentar las gráficas con la demanda de cada uno de los distintos 4 bloques que componen la urbanización completa.



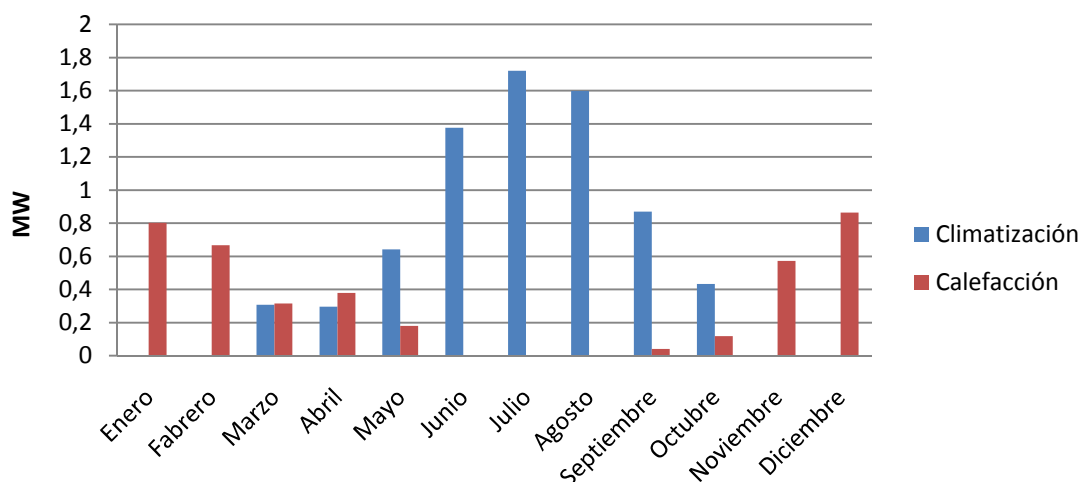
Gráfica 20. Perfil de la potencia de frío y calor para el edificio 1 con 320 viviendas. [Elaboración propia].



Gráfica 21. Perfil de la potencia de frío y calor para el edificio 2 con 304 viviendas. [Elaboración propia].



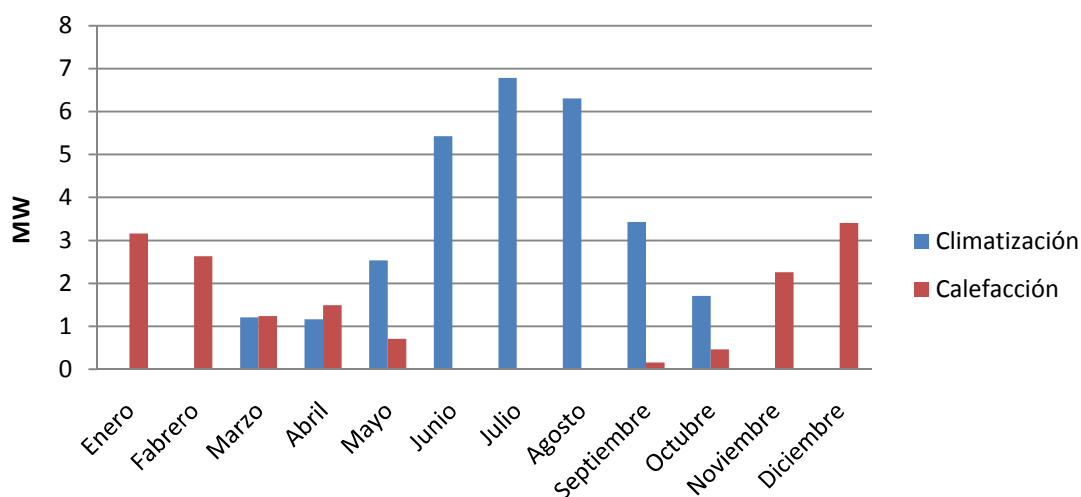
Gráfica 22. Perfil de la potencia de frío y calor para el edificio 3 con 272 viviendas. [Elaboración propia].



Gráfica 23. Perfil de la potencia de frío y calor para el edificio 4 con 304 viviendas. [Elaboración propia].

Las últimas cuatro gráficas tienen una forma muy similar debido a que cada uno de los cuatro bloques que componen la urbanización tienen un número de viviendas muy parecido.

Resulta útil entonces mostrar una gráfica con la demanda total de la urbanización. A partir de esta gráfica se hará el cálculo de la instalación, y a partir de las gráficas de demanda horaria el uso de la misma.



Gráfica 24. Perfil de la potencia de frío y calor para la urbanización. 1200 Viviendas. [Elaboración propia].

En vista de los resultados mostrados en la *gráfica 14*, podemos lanzar el primer dato respecto al orden de magnitud de la potencia de la planta.

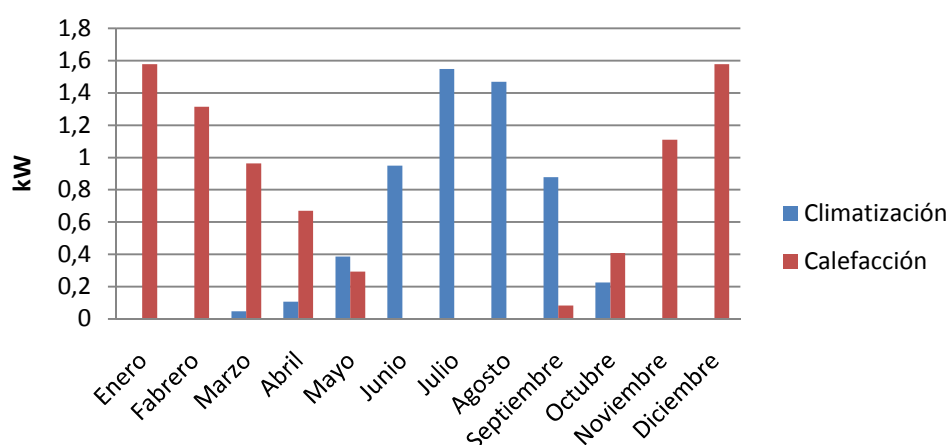
A continuación se incluye una tabla en la que se muestran todos estos resultados de forma numérica que aportarán precisión numérica a lo contemplado en las gráficas presentadas anteriormente:

	Una vivienda [kW]		Edificio 1 [MW]		Edificio 2 [MW]		Edificio 3 [MW]		Edificio 4 [MW]		Total [MW]	
	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.
ENERO	2,64	0	0,84	0	0,80	0	0,72	0	0,80	0	3,16	0
FEBRERO	2,19	0	0,70	0	0,67	0	0,60	0	0,67	0	2,63	0
MARZO	1,03	1,01	0,33	0,32	0,31	0,31	0,28	0,27	0,31	0,31	1,24	1,21
ABRIL	1,25	0,97	0,40	0,31	0,38	0,30	0,34	0,26	0,38	0,30	1,49	1,16
MAYO	0,59	2,11	0,19	0,68	0,18	0,64	0,16	0,57	0,18	0,64	0,71	2,53
JUNIO	0	4,53	0	1,45	0	1,38	0	1,23	0	1,38	0	5,43
JULIO	0	5,66	0	1,81	0	1,72	0	1,54	0	1,72	0	6,79
AGOSTO	0	5,26	0	1,68	0	1,60	0	1,43	0	1,60	0	6,31
SEPTIEMBRE	0,13	2,86	0,04	0,91	0,04	0,87	0,04	0,78	0,04	0,87	0,16	3,43
OCTUBRE	0,39	1,42	0,12	0,46	0,12	0,43	0,11	0,39	0,12	0,43	0,46	1,71
NOVIEMBRE	1,88	0	0,60	0	0,57	0	0,51	0	0,57	0	2,26	0
DICIEMBRE	2,84	0	0,91	0	0,86	0	0,77	0	0,86	0	3,41	0

Tabla 11. Potencias de calor y frío para viviendas, edificios y el total de ellos a lo largo de los 12 meses. [Elaboración propia].

5.4.2 Cálculo de la demanda de los locales comerciales y oficinas

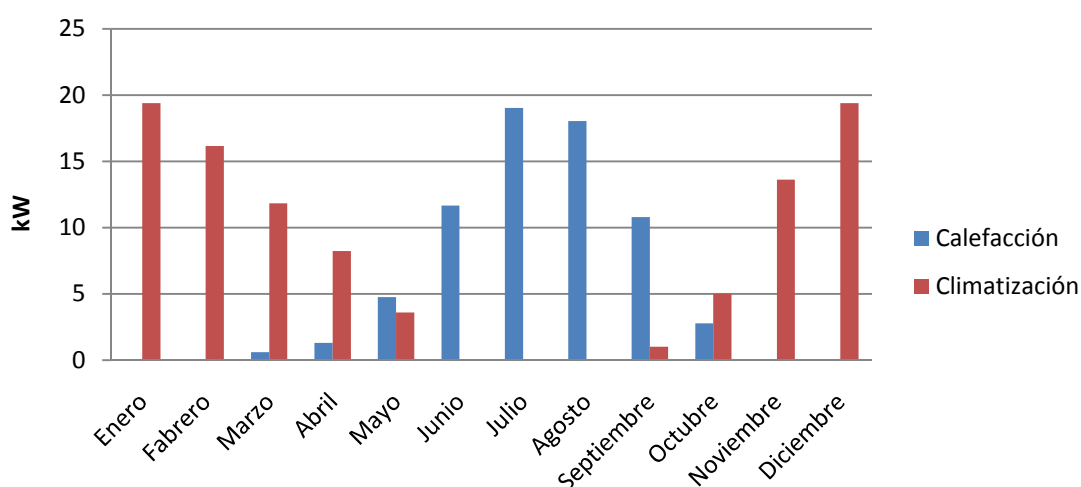
En la siguiente gráfica, se muestra a modo orientativo la curva de la demanda de un local comercial con una superficie equivalente a la media de todos ellos, aproximadamente 48m²:



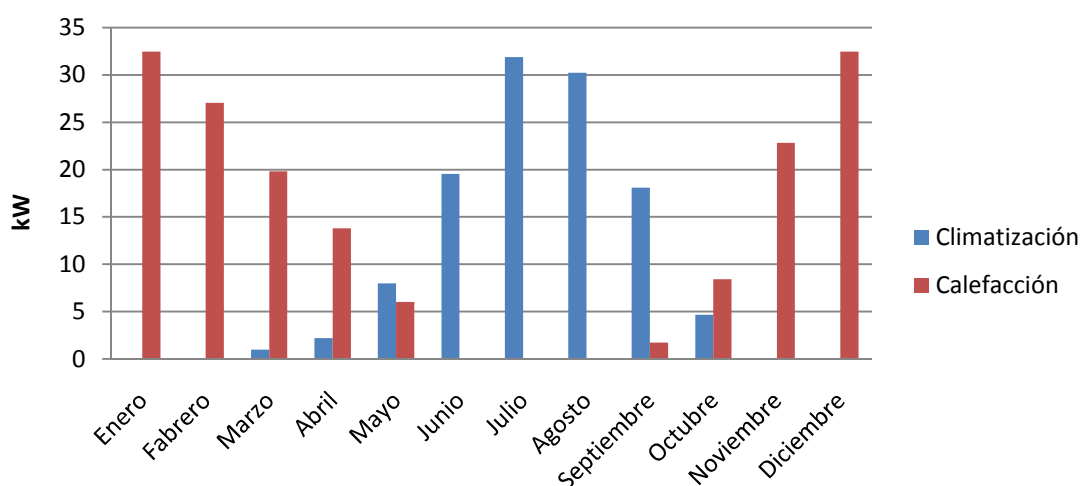
Gráfica 25. Perfil de la potencia de frío y calor para un local comercial de superficie media. [Elaboración propia].

Para convertir los valores de ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{mes}$) en kW, se sigue el mismo proceso descrito en el apartado “5.4.1 Viviendas”.

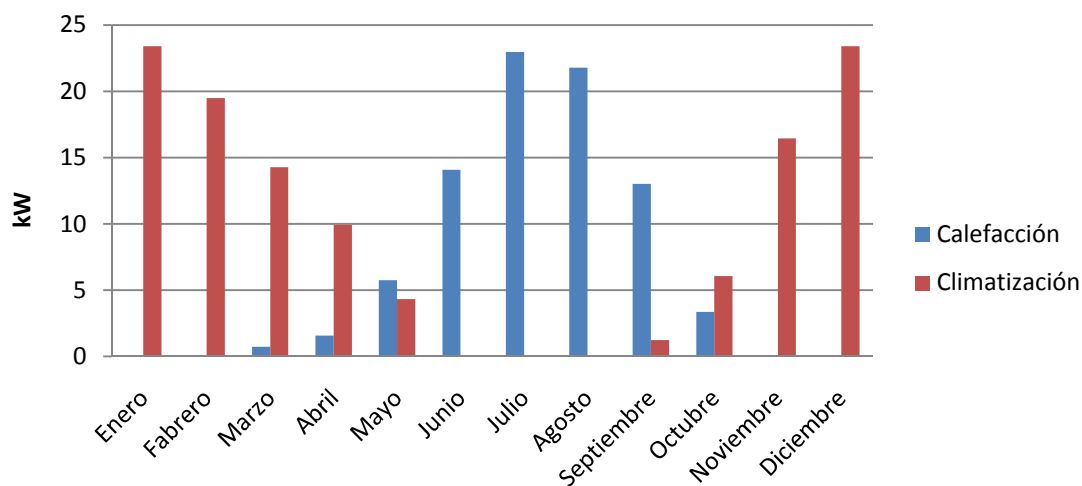
Al igual que en el caso de las viviendas, dado el carácter radial de la urbanización, resulta de utilidad mostrar las demandas de los distintos locales comerciales ubicados en un mismo edificio y en los dos anexos comerciales por medio de un conjunto de tablas:



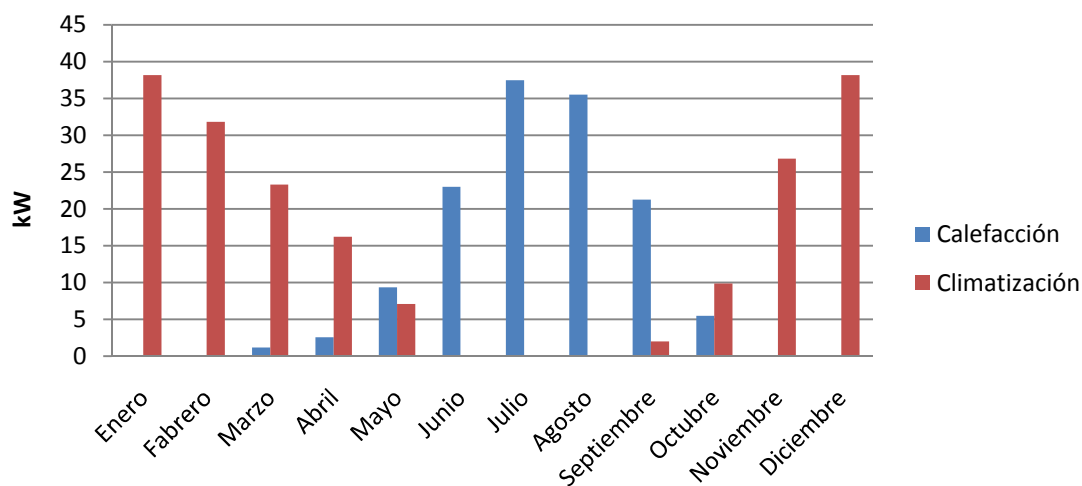
Gráfica 26. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del edificio 1. [Elaboración propia].



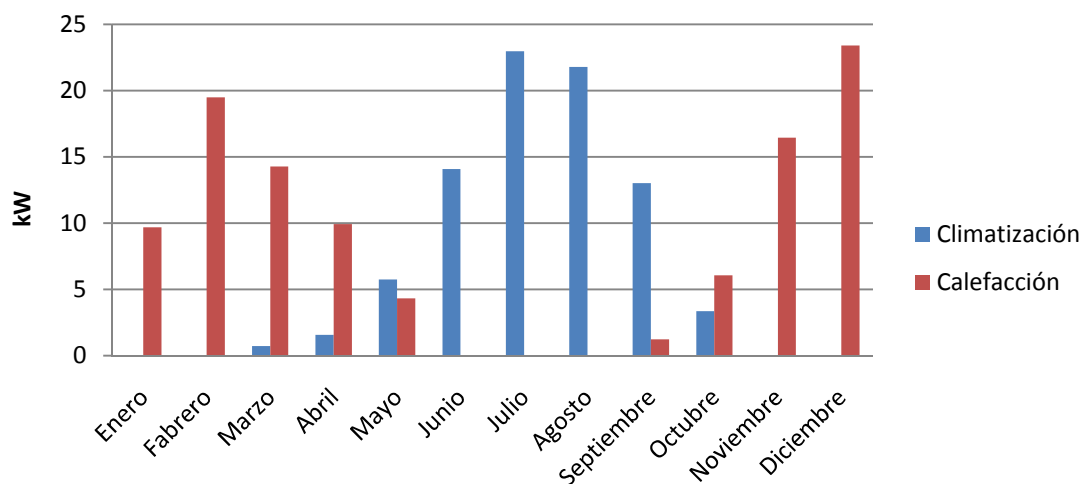
Gráfica 27. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del anexo comercial del edificio 1. [Elaboración propia].



Gráfica 28. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del edificio 2. [Elaboración propia].

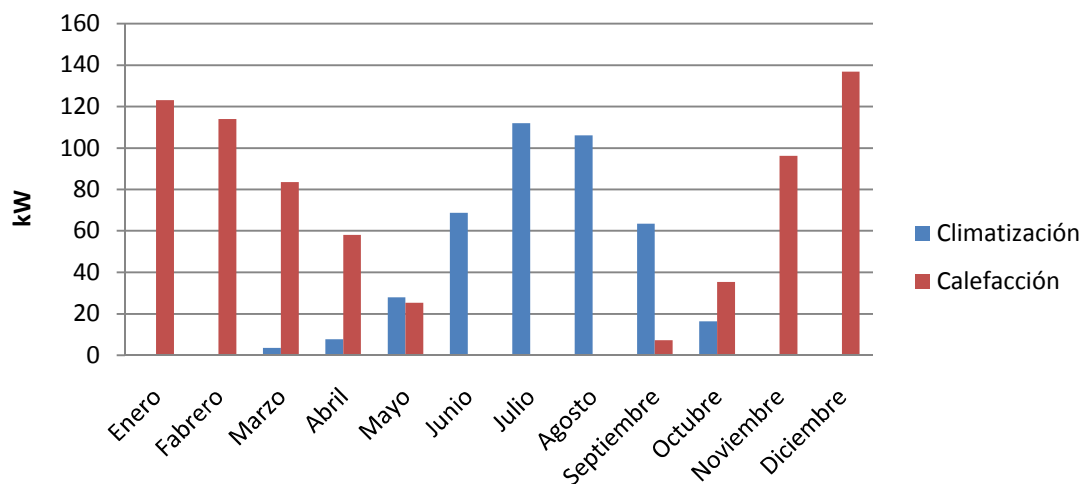


Gráfica 29. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del anexo comercial del edificio 2. [Elaboración propia].



Gráfica 30. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales del edificio 3. [Elaboración propia].

La demanda total de calor y frío para los locales comerciales de la urbanización viene representada en la siguiente gráfica:



Gráfica 31. Perfil de la potencia de frío y calor para los locales comerciales de la urbanización. [Elaboración propia].

Los datos mostrados en las anteriores 7 tablas se muestran de manera resumida en la tabla presentada a continuación:

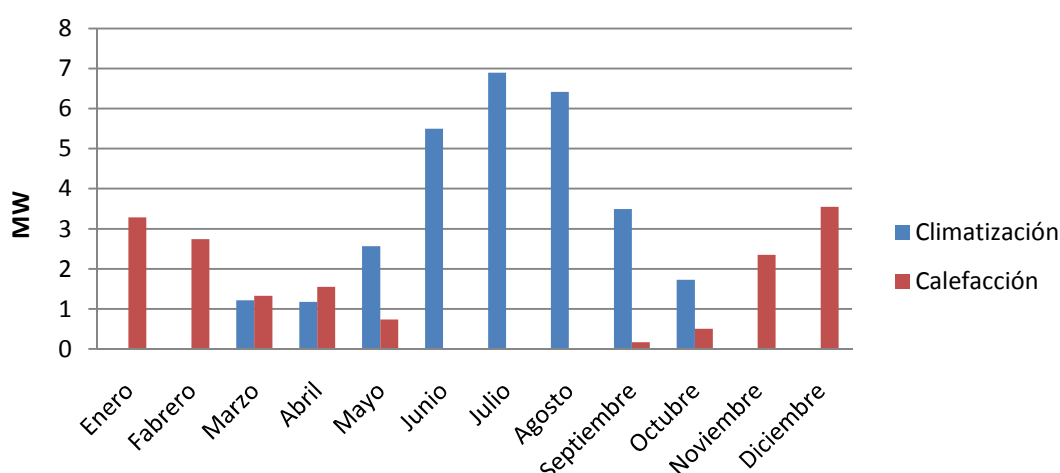
	Edificio 1		Edificio 1 (Anexo)		Edificio 2		Edificio 2 (Anexo)		Edificio 3		Total	
	[kW]		[kW]		[kW]		[kW]		[kW]		[kW]	
	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.	Cal.	Cli.
ENERO	19,4	0	32,48	0	23,4	0	38,17	0	9,7	0	123,11	0
FEBRERO	16,2	0	27,06	0	19,5	0	31,81	0	19,5	0	114,02	0
MARZO	11,8	0,6	19,82	1,00	14,3	0,7	23,30	1,17	14,3	0,7	83,49	3,50
ABRIL	8,2	1,3	13,79	2,19	9,9	1,6	16,21	2,57	9,9	1,6	58,09	7,68
MAYO	3,6	4,8	6,02	7,97	4,3	5,7	7,07	9,37	4,3	5,7	25,35	27,98
JUNIO	0	11,7	0	19,56	0	14,1	0	22,99	0	14,1	0	68,66
JULIO	0	19,0	0	31,87	0	23,0	0	37,47	0	23,0	0	111,91
AGOSTO	0	18,0	0	30,23	0	21,8	0	35,54	0	21,8	0	106,14
SEPTIEMBRE	1,0	10,8	1,72	18,08	1,2	13,0	2,02	21,25	1,2	13,0	7,23	63,47
OCTUBRE	5,0	2,8	8,40	4,66	6,1	3,4	9,88	5,47	6,1	3,4	35,41	16,35
NOVIEMBRE	13,6	0	22,84	0	16,5	0	26,84	0	16,5	0	96,22	0
DICIEMBRE	19,4	0	32,48	0	23,4	0	38,17	0	23,4	0	136,83	0

Tabla 12. Potencias de calor y frío para locales comerciales de los edificios y anexos en 12 meses. [Elaboración propia].

5.5 DEMANDA ENERGÉTICA GLOBAL

5.5.1 Demanda global mensual

Después de un análisis discretizado de la demanda, son especialmente útiles para el diseño de la misma los datos de la demanda global: conjunto total de viviendas y locales comerciales. Se presentan en la siguiente gráfica:



Gráfica 32. Demanda global. Viviendas y locales comerciales. [Elaboración propia].

Para mayor exactitud, los valores numéricos se presentan en la siguiente tabla:

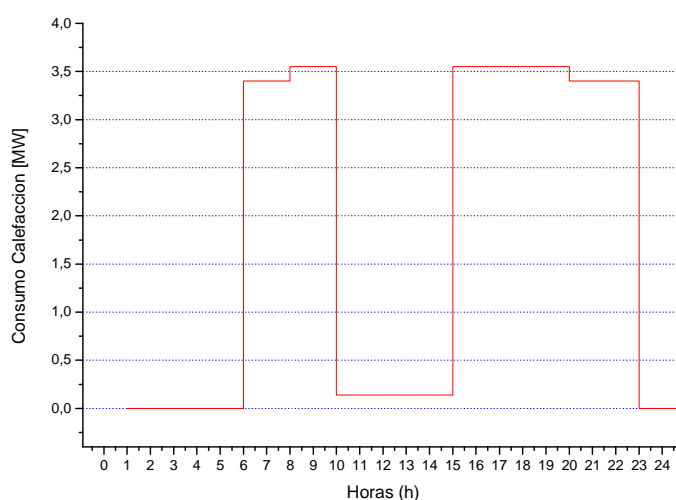
	CALEFACCIÓN [MW]	CLIMATIZACIÓN [MW]
ENERO	3,29	0
FEBRERO	2,74	0
MARZO	1,32	1,21
ABRIL	1,55	1,18
MAYO	0,74	2,58
JUNIO	0	5,53
JULIO	0	6,95
AGOSTO	0	6,47
SEPTIEMBRE	0,17	3,52
OCTUBRE	0,50	1,73
NOVIEMBRE	2,35	0
DICIEMBRE	3,53	0

Tabla 13. Valores de la demanda global de calor y frío del complejo urbanístico. [Elaboración propia].

5.5.2 Demanda global diaria

Tanto para calefacción como para climatización, a partir de las *gráficas 13, 14, 15 y 16* de demanda horaria, y los valores de suministro mensuales de la *tabla 11* (consumo total de viviendas), de la *tabla 12* (consumo total de locales comerciales), y *tabla 13* (consumo global), se pueden elaborar la gráficas de demanda diaria para cada mes del año.

Por ejemplo, para el mes de diciembre, la demanda de calor diaria tiene la siguiente forma:



Gráfica 33. Perfil horario de la demanda global de calefacción. [Elaboración propia].

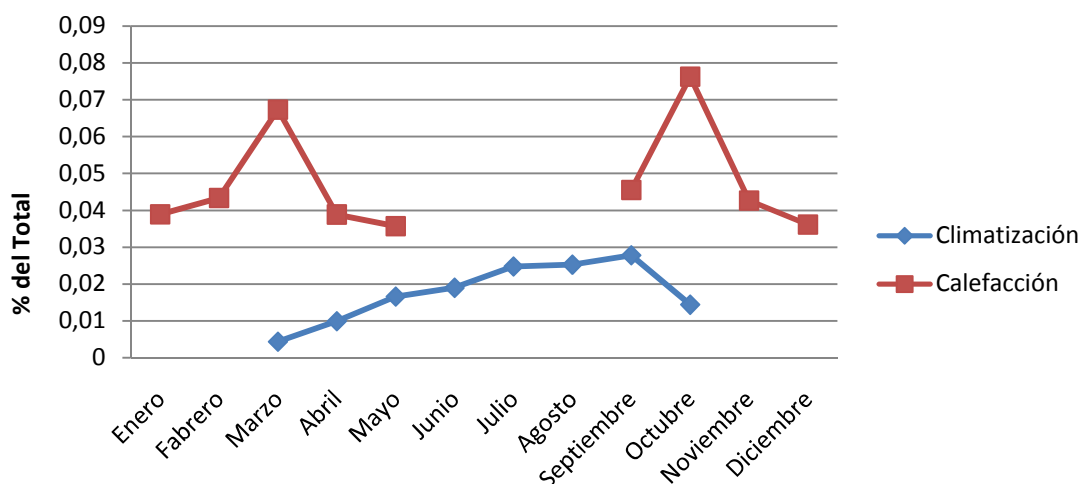
Los cambios bruscos que se aprecian, corresponden a la variación de la demanda debido a las diferencias de uso horario entre viviendas y locales comerciales.

Para cada mes del año, y cada tipo de consumo (frío o calor), hay un perfil horario como el mostrado. Son muy importantes ya que a partir de ellos se hace el diseño de la planta de cogeneración y los demás elementos (calderas de respaldo, acumuladores, etc.).

5.5.3 Conclusiones

Es importante analizar varios aspectos relativos al consumo de los locales comerciales respecto al de las viviendas.

Primeramente, una comparativa. La superficie total de viviendas a suministrar de energía térmica es de un orden de 28 veces superior que la total de locales comerciales. En la siguiente gráfica se muestra cual es la parte que esta última supone respecto a la demanda global (aquellos meses que no tienen un valor asignado es por no se da su suministro):



Gráfica 34. Consumo de los locales comerciales respecto al 100% global demandado.
[Elaboración propia].

Se puede apreciar de manera más clara una de las razones citadas en el apartado “5.2.2.1.2 Locales comerciales”. Mediante esta se justifica que aun durante algunos días de la semana los locales comerciales cesen su actividad, no lo hará el suministro de frío o calor. Es tan pequeña su demanda total a lo largo de todos los



meses, que adoptar medidas de suministro individualizado a cada local traería mas costes y perjuicios que ahorros y eficiencia energética.

Además, si se considera desde un punto de vista realista que la mayoría de locales comerciales durante el fin de semana cierran, la mayor variación de la demanda se producirá estos días. Esta quedará compensada teniendo en cuenta que la demanda en las viviendas aumenta al estar sus ocupantes en ellas más horas, con lo cual el perfil de fin de semana se podría equiparar al de diario.

Con la *gráfica 34* también podemos justificar otra hipótesis. Dada la dinámica con la que se abren o se cierran locales comerciales, pueden darse variaciones en la demanda. Este fenómeno se va a despreciar a la hora de hacer los cálculos de la demanda de calor y frío por el mismo motivo anteriormente expuesto.



Capítulo 6

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA

6.1 INTRODUCCIÓN

El enlace entre la planta de cogeneración y el cliente es el sistema de distribución de energía. Por el se distribuye la potencia térmica recolectada de los distintos focos calientes del motor.



Consiste en un sistema de conductos, por cuyo interior se impulsa el fluido calo portador, que es agua en tuberías enterradas e interiores. Si las tuberías discurren por el exterior al agua se le añade propilenglicol, $C_3H_8O_2$. Mediante esta acción se produce un descenso crioscópico, tratando así de proteger el fluido que circula por su interior, que aunque en funcionamiento tenga una temperatura alta, cuando se producen paradas y la temperatura ambiente alcanza valores fríos extremos, se produce su congelación.

La geometría básica del sistema de distribución será circular, tal y como se justificó en el apartado “3.2.3 *Motivación*”, lo cual se identificará con el término *anillo* de distribución.

Dado que se requiere atender una demanda de frío y calor, y en algunos meses del año de manera simultánea, serán dos los sistemas de distribución los encargados de hacer llegar el calor y el frío desde el motor térmico hasta los puntos de consumo. Hablaremos entonces de anillo de calor o calefacción y anillo de frío o climatización.

Los dos circuitos parten de la planta de cogeneración, y retornan a ella para recibir de nuevo la energía térmica que los hace útiles. Las temperaturas de diseño con las que se trabajaran serán de 130°C para el agua caliente, y de 5°C para el agua fría en su salida de la planta.

El fluido que circula por el anillo de calor debe considerarse especialmente porque dada su alta temperatura, debe ajustarse el diseño para que el estado termodinámico del agua sea favorable para la instalación. Es decir, el circuito debe estar presurizado para poder mantener en todo su recorrido una presión superior a la del ambiente (1 o 2 bar por encima es lo habitual) y así evitar la entrada de aire, el cual puede deteriorar las bombas de impulso rápidamente.

Lo normal en el diseño del circuito, es hacer que circule una mezcla de líquido y vapor (mezcla saturada) cuya proporción de líquido se va incrementando al perder energía en cada intercambiar de calor de bloque de viviendas. O bien, trabajar con líquido que no cambia de fase. La primera opción incrementa el riesgo de cavitación en las bombas, y la presión en el circuito debería ser próxima a la atmosférica para que se pudiera dar un cambio de fase, la cual se verá reducida por las pérdidas de presión pudiendo alcanzar valores inferiores a la atmosférica y facilitar la entrada de aire. En la segunda opción el fluido transmite energía térmica por descenso de temperatura, lo que evita la entrada de aire y favorecer así la durabilidad y el cuidado de las bombas. En ambas opciones, el circuito debe estar presurizado a una presión superior a la atmosférica, de 2 a 6 bar.

En lo referente al fluido que circula por el anillo de frío, su baja temperatura hace que se mantenga siempre en estado líquido. Aunque es posible trabajar con temperaturas próximas a la de cambio de fase, implicaría una pérdida de prestaciones en el equipo de frío, disminuyendo el coeficiente de operación, lo cual resulta especialmente indeseable en máquinas de absorción, que ya tienen un COP muy bajo.



Dadas estas consideraciones, definimos el estado termodinámico de los fluidos calo portadores de la siguiente manera:

- La máxima temperatura del fluido será 130°C. Para mantenerlo lejos de la saturación líquida, la presión máxima del circuito debe ser superior a la del agua a 130°C, que es de 2,7 bar. Se establece una presión de diseño de 4 bar. En el apartado posterior “6.4.2.2 Pérdidas de presión” se demostrará que la caída de presión no hará que en el fluido sea inferior a la atmosférica. El salto térmico que se considera del agua será 40°C, hasta que la misma alcance los 90°C en los intercambiadores del último cliente. De esta forma se asegura una buena transferencia de calor al agua de las viviendas y locales comerciales para que alcance fácilmente los 60°C de temperatura a su paso por los radiadores.
- El circuito de frío comienza en la misma planta, a la salida de las máquinas de refrigeración que enfrían el agua. Dependiendo del tamaño de la planta, se enfriará a su paso tanto por las máquinas de absorción, como por las máquinas de compresión mecánica. La potencia térmica de refrigeración situará la temperatura de impulso en 5°C, siendo 15°C la temperatura a su paso por el último cliente del distrito. La máxima temperatura es relativamente baja porque en cada vivienda hay un intercambiador de calor que tiene un salto térmico de varios grados (5°C es lo habitual), con lo que, teniendo el agua del anillo de distribución a, por ejemplo, 20°C, por los hogares alcanzaría una temperatura de 25°C, lo cual requeriría un sistema adicional de refrigeración por compresión mecánica.

El diseño del anillo debe ser tal que, cuando los flujos, tanto de calor como de frío, han perdido su utilidad térmica, lo hagan justo antes de entrar en la central. Estaríamos ante una falta de calidad del sistema diseñado, y los parámetros deben ser finamente estudiados antes de la ejecución física del proyecto.

El parámetro más importante que caracteriza el circuito térmico es el caudal que circula por ellos. Dicho flujo depende directamente de la cantidad de calor a absorber en los intercambiadores de la planta de cogeneración (a mayor cantidad de energía a absorber, mayor masa debe haber para contenerla), e inversamente del salto térmico que sufra (si se permite un largo enfriamiento, en el caso de calefactar, o un largo calentamiento, en el caso de climatizar, la misma cantidad de caudal puede liberar una mayor energía). Existe una gran diferencia en el valor del caudal entre los dos circuitos debida a las siguientes razones:

- En el circuito de calor, al permitirse un salto térmico más grande, puede liberar una cantidad de calor superior.
- La demanda de climatización media es superior a la de calefacción.



Podemos hacer una simple estimación del orden de magnitud de cuantas veces será el caudal de fría mayor al de agua caliente.

A partir de la *tabla 13*, del apartado “5.5.1 Demanda global mensual”, se puede obtener la media anual de la potencia de climatización y calefacción:

$$\bar{Q}_{\text{climatización}} = 2430 \text{ kW}$$

$$\bar{Q}_{\text{calefacción}} = 1350 \text{ kW}$$

La ecuación de intercambio de calor para el circuito los circuitos de agua fría y caliente es la siguiente:

$$\bar{Q}_{\text{climatización}} = \dot{m}_{c/f} C p_{\text{agua}} \Delta T_{c/f}$$

Donde:

- $\dot{m}_{c/f}$: Caudal de agua caliente o fría.
- $C p_{\text{agua}}$: Capacidad calorífica del agua líquida.
- ΔT_{cli} : Salto térmico del agua caliente ($T_f - T_i = 130^\circ\text{C} - 90^\circ\text{C} = 40^\circ\text{C}$) o del agua fría ($T_f - T_i = 15^\circ\text{C} - 5^\circ\text{C} = 10^\circ\text{C}$).

NOTA- Al ser ΔT un incremento de temperatura, tanto si se calcula en unidades de grados centígrados como Kelvin, puede implementarse en la ecuación anterior.

La capacidad calorífica del agua tiene una gran dependencia con la temperatura, siendo más ligera con la presión. Bajo estas consideraciones, simplificaremos el cálculo de esta magnitud, y será la media resultante de los valores dados por la máxima y la mínima temperatura, a la presión media del circuito (unos 3 bar, como se mostrará en los apartados posteriores):

$$C p_{\text{agua}_c} = \frac{C p_{\text{agua}_c_{130}} + C p_{\text{agua}_c_{90}}}{2}$$

$$C p_{\text{agua}_c} = \frac{4230 \text{ J/kgK} + 4190 \text{ J/kgK}}{2} = 4210 \text{ kJ/kgK}$$



Para el agua del circuito de refrigeración se considerará la capacidad calorífica del agua en condiciones normales, dada su ínfima discrepancia con la correspondiente a las condiciones termodinámicas del agua del anillo frío.

$$Cp_{agua_f} = 4198 \text{ J/kgK}$$

Como se puede apreciar, la diferencia es muy pequeña, no obstante se ha considerado adecuado tenerla en cuenta.

Podemos expresar la relación entre ambos caudales y obtener su valor:

$$\frac{\dot{m}_f}{\dot{m}_c} = \frac{\frac{\bar{Q}_{climatización}}{Cp_{agua_f} \Delta T_{cli}}}{\frac{\bar{Q}_{calefacción}}{Cp_{agua_c} \Delta T_{calor}}} = \frac{\frac{2430}{4198 \times 10}}{\frac{1350}{4210 \times 40}} \approx 7$$

Como se puede apreciar, el caudal para el circuito caliente es menor que el requerido en el circuito de frío.

En ambos, para mantener un flujo continuo y constante durante las horas que la planta está operando, se requiere un sistema de bombeo. Las pérdidas por fricción contra las paredes de los conductos, afectada por el diámetro del mismo y la velocidad del flujo principalmente, y los codos y bifurcaciones son las causas de ello.

Las pérdidas térmicas también son otro factor importante, con lo que un buen aislamiento, sobre todo en el circuito de agua caliente, es necesario.

Los circuitos térmicos suelen discurrir generalmente bajo tierra, como se tendrá en cuenta para este proyecto, a una profundidad de 2m. Su cálculo, descripción y dimensionado se muestran en los apartados que vienen a continuación.



6.2 ALTERNATIVAS DE DISEÑO.

Uno de los motivos por los que se ha seleccionado esta ubicación para abastecer de energía térmica es su geometría radial, la cual permite una distribución más efectiva. Partiendo de esta consideración, todos los diseños que se han pensado se adaptan a la forma en la que los edificios están dispuestos, consistiendo básicamente en un anillo circular que recorre toda la urbanización.

Se muestra a continuación el esquema de la alternativa enseñada, descartada posteriormente por los motivos que se expondrán.

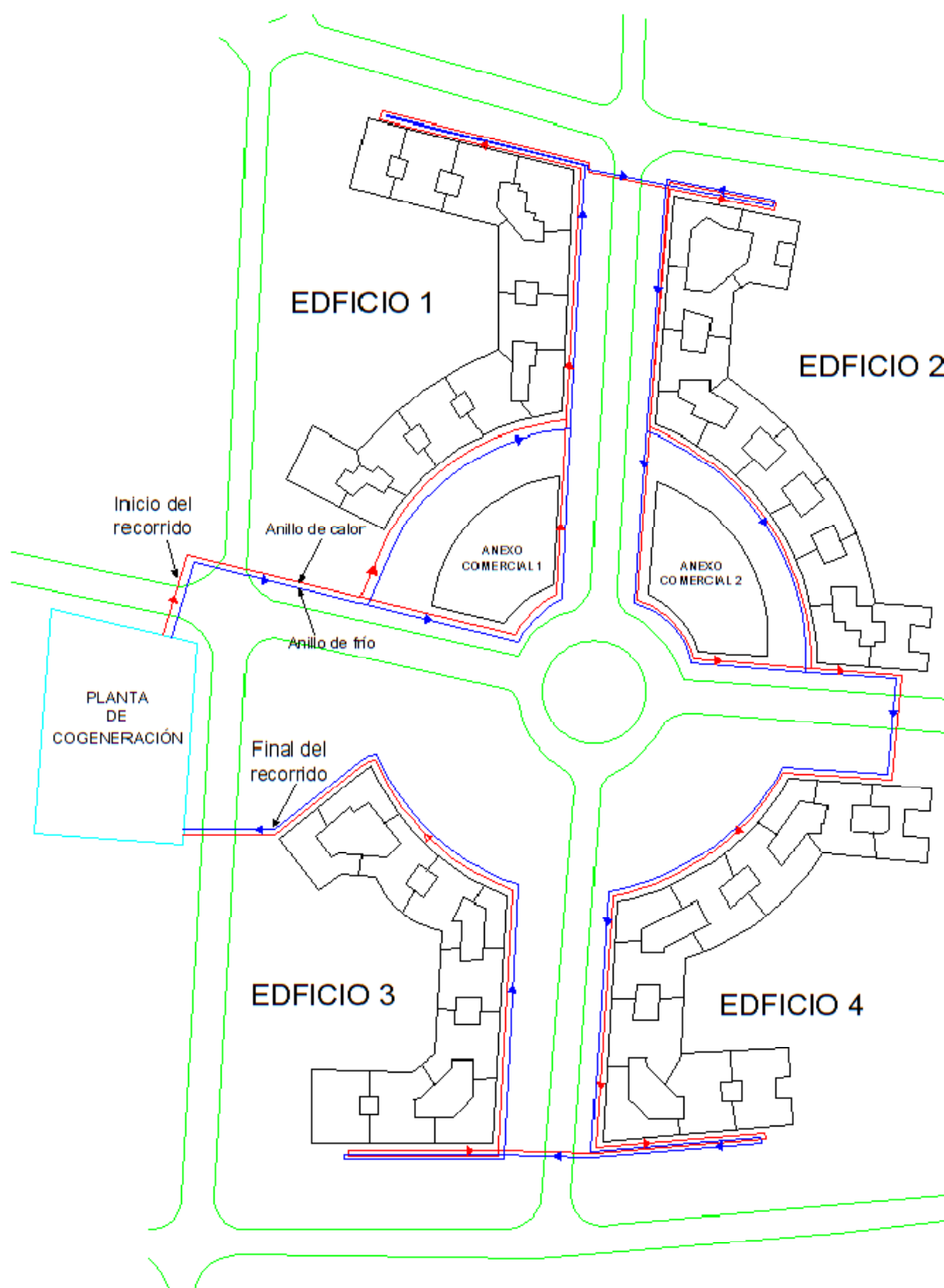


Imagen 37. Primera alternativa del sistema de distribución de energía térmica del distrito.
[Elaboración propia].



Las flechas indican el sentido de circulación del flujo. Las líneas de color rojo y azul representan respectivamente los anillos de calor y frío. Los trazados en color verde tratan de describir las calles y carreteras de la urbanización.

Los circuitos de frío y calor parten de la planta de cogeneración y van recorriendo el borde interior de los edificios en el orden indicado. Las líneas roja y azul muestran los conductos caliente y frío respectivamente, y las flechas el sentido en el que se transportan los fluidos calo portadores. Ambos conductos recibirán el nombre de conducto principal de frío y conducto principal de calor.

Entraremos en más detalles cuando a continuación se presente la elección final, ya que guardan algunas similitudes que se explicaran y justificarán. Cabe nombrar una serie de aspectos importantes que caracterizan esta alternativa:

- Este sistema de distribución supone el uso de un circuito único para cada servicio energético, los cuales deben transportar la energía térmica de una sola vez. Esto hace suponer que se requerirán grandes tamaños de tubería (en especial para climatización) que aunque reduzcan las pérdidas por fricción, su coste será muy elevado.
- En caso de avería de la bomba de impulso, las 1200 viviendas estarán afectadas, por lo que convendría considerar la inclusión de bombas de reserva, lo que a su vez facilitaría las tareas de mantenimiento y/o sustitución en caso de avería.

6.3 DISEÑO DEFINITIVO Y JUSTIFICACIÓN

El dibujo de la elección final es el que se muestra a continuación. Esta dibujado sobre la *imagen 18*, del apartado “3.2.2 Elección definitiva”, para que se pueda tener una idea más clara y realista de por donde discurre realmente la red. Se han trazado los recorridos de los 4 anillos (2 en la zona superior para calor y frío, e igual para zona inferior). Parten y vuelven de la zona izquierda de la imagen, donde estaría ubicada la planta de cogeneración.

También es importante anotar que pueden apreciarse claramente los trazados de los caminos, tanto aceras como carreteras. Esta información se usará posteriormente para hacer un análisis más completo del sistema de distribución.

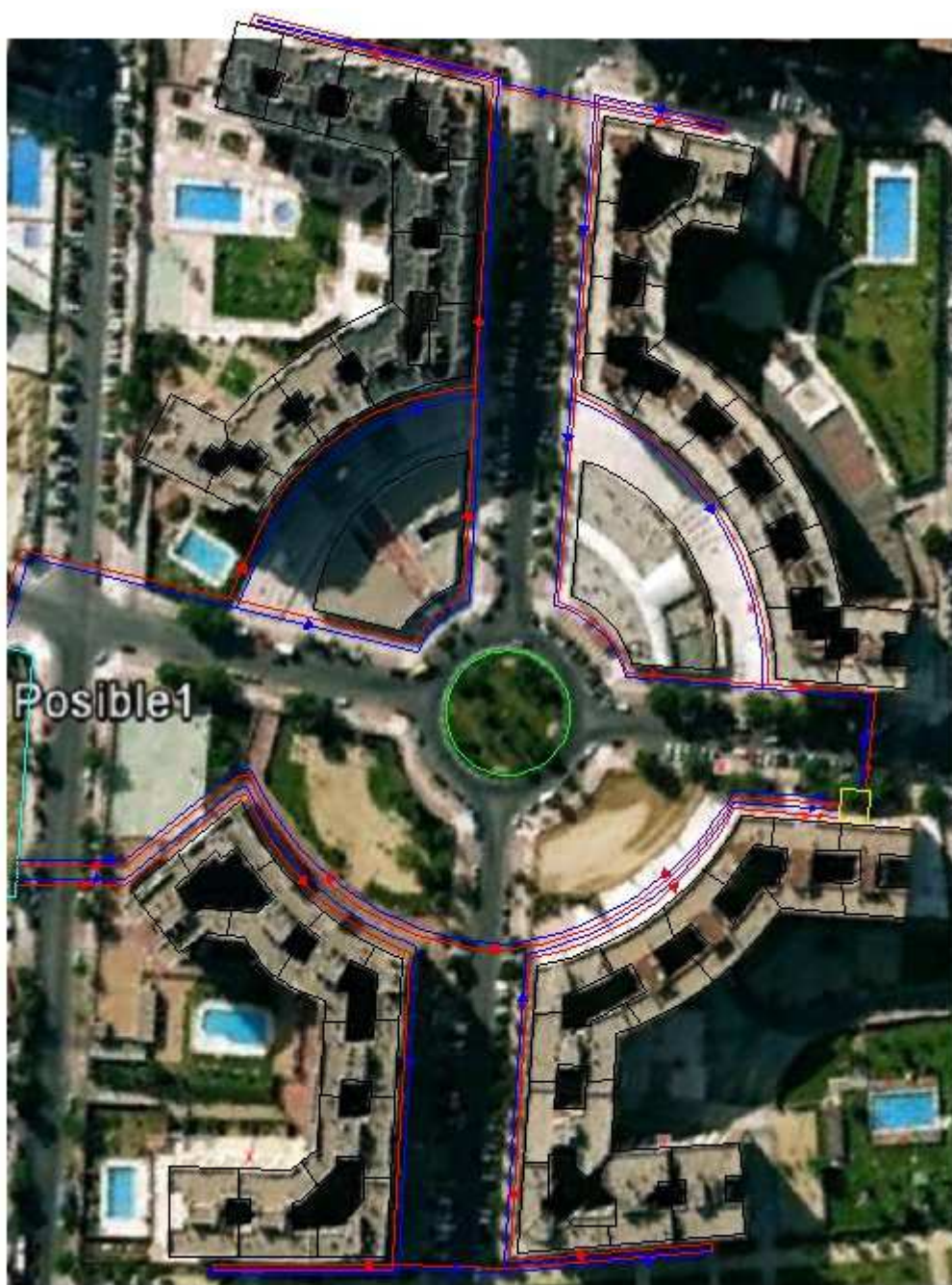


Imagen 38. Esquema del sistema de distribución implantado sobre una real del distrito.
[Elaboración propia a partir de imágenes de Google Earth].

Para poder hacer una descripción más exhaustiva, en la siguiente imagen se muestra el esquema de la red incluyendo nombres y numeraciones de los distintos elementos de la red.

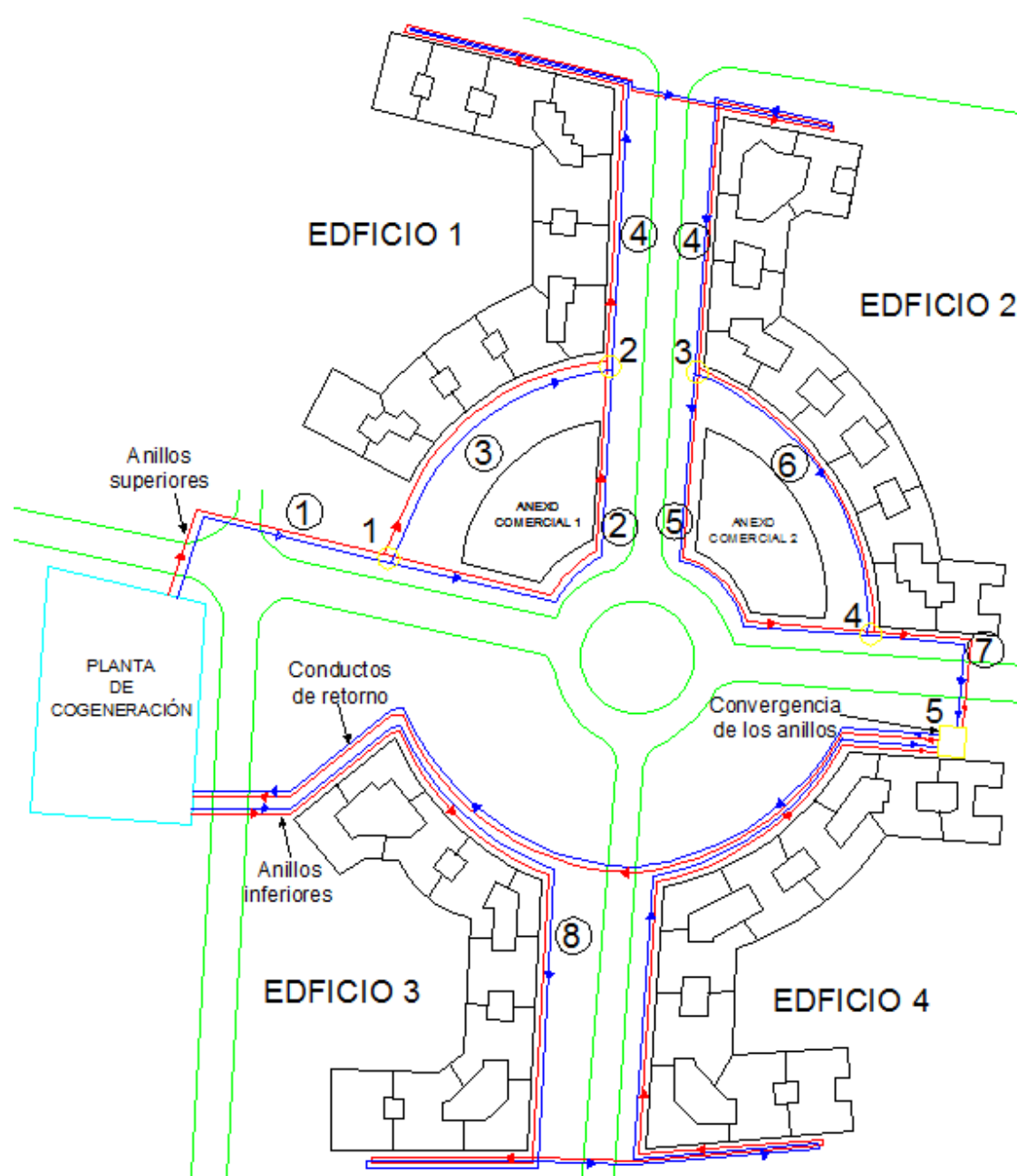


Imagen 39. Esquema del sistema de distribución. [Elaboración propia].

La característica principal de este diseño es que tiene dos parejas de anillos. Cada uno de los dos está formado por una dos conductos principales, uno para calor y otro para frío. Estos se denominan anillos de calor o calefacción, ó anillos de frío o climatización. El anillo de la zona superior alimenta los edificios uno y dos además de los anexos comerciales. El anillo de la zona inferior alimenta los edificios tres y cuatro.



El conducto de retorno solo cumple la función de retornar el fluido calo portador después de su uso.

Las distintas bifurcaciones y convergencias de los conductos, conocidas como nodos, se han señalado con un número, del 1 al 5 (el 5 es el punto de unión entre ambos anillos para su regreso a la planta). Cabe indicar que dentro de la central existe otro nodo, a partir del cual el circuito del agua caliente, después de atravesar los intercambiadores de calor, y el del agua fría a su salida de las máquinas de refrigeración, se bifurca dando lugar a los anillos superiores a inferiores.

Aprovechando los nodos mostrados en la *imagen 39*, se puede hacer una discretización de los conductos principales, lo cual facilitará el cálculo y diseño de la red. A partir de esta discretización surgen los conductos numerados del 1 al 8 en la *imagen 39*. En la siguiente tabla se muestran sus longitudes, tomadas a partir de Autocad:

Conducto <i>i</i>	Longitud [m]
Conducto 1	92,3
Conducto 2	138,2
Conducto 3	102
Conducto 4	435,81
Conducto 5	133
Conducto 6	108
Conducto 7	51
Conducto 8	709
Conducto 9	286,2

Tabla 14. Longitud de los conductos que forman los anillos o conductos principales. Se incluye el conducto de retorno. [Elaboración propia].

A partir de esta tabla, podemos definir la longitud de los conductos que forman el anillo superior a inferior.

- El anillo superior estará compuesto por los conductos del 1 al 7, siendo longitud total L_{anillo_sup} :

$$L_{anillo_sup} = \sum_{i=1}^7 L_i = 1060,5 \text{ m}$$

El conducto 1 tan solo cumple función de transporte, pero dada su pequeña longitud (92,3m) en comparación con la total del anillo superior, se considera parte de dicho anillo y se incluye su valor en el cálculo de la red.

- El anillo inferior. está compuesto por un único conducto, el 8, siendo su longitud total L_{anillo_inf} .

$$L_{anillo_sup} = 709m$$

Para la elección de este diseño como definitivo, se han tenido en cuenta las siguientes ventajas que ofrece este sobre el anterior descritas a continuación:

- El bypass de la planta de cogeneración, a partir del cual se alimentan independientemente la zona superior y la zona inferior, puede garantizar la continuidad del suministro, parcial o total.

En caso de que haya problemas con el bombeo, o se efectúan tareas de mantenimiento en la planta o el conducto de retorno, el *nodo 6* será la clave para asegurar la continuidad del servicio. La idea básica consiste en retrasar el regreso del fluido calo portador a la planta, y hacerlo atravesar por el anillo principal de la zona que se encuentra sin servicio. Las siguientes imágenes tratan de describir este sistema.

En funcionamiento normal de la planta, los caudales del anillo superior e inferior confluyen en el nodo, sumándose los de calor en un único conducto, y los de frío en otro. El esquema básico es el siguiente:

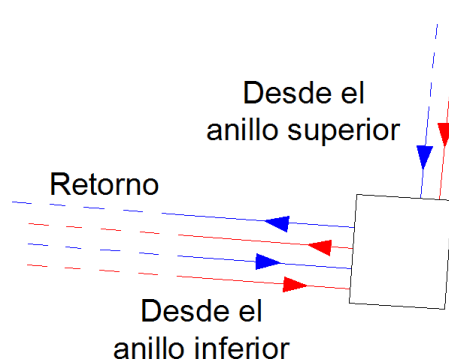


Imagen 40. Funcionamiento normal. [Elaboración propia].

En caso de que no se pueda dar suministro a la zona superior desde la central, el conducto de retorno se cierra, se carga el circuito del anillo inferior con mas caudal, y atraviesa el anillo superior, tal y como muestra la *imagen 41*.

En caso de fallo en el suministro de la zona inferior de la urbanización, el proceso a seguir es el mismo, retrasando la vuelta del agua a la central, haciéndolo pasar primero por el anillo inferior, tal y como se muestra en la *imagen 42*.

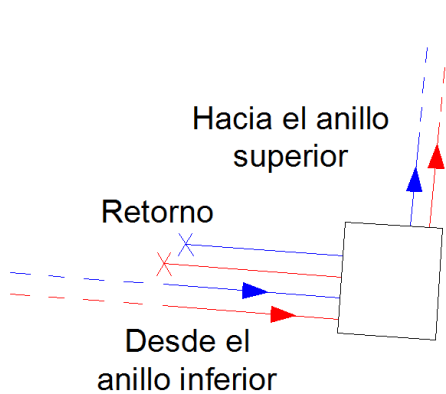


Imagen 41. Fallo de bombeo en el anillo superior. Retorno cerrado y alimentación completa por el anillo inferior. [Elaboración propia].

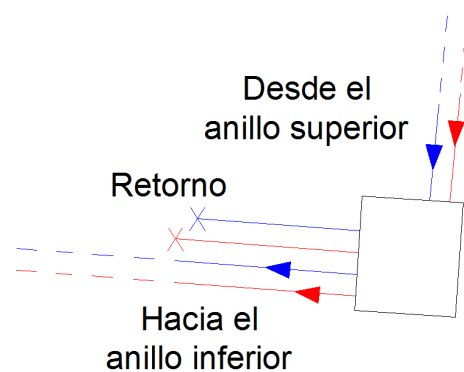


Imagen 42. Fallo de bombeo en el anillo inferior. Retorno cerrado y alimentación completa por el anillo superior. [Elaboración propia].

Para poder llevar esto a cabo, se requiere en la planta un sistema que, en caso de darse este fallo en el suministro, a uno de de las dos parejas de anillos se aporte toda la energía térmica posible de una manera contralada, para que, aunque no sea posible mantener las temperaturas interiores en el valor de diseño, si un valor aproximado, y la totalidad de las viviendas tengan un servicio mínimo de calor y/o frío. Esto debe acompañarse de un aumento en el caudal, para que el aporte extra de energía pueda ser absorbido por los fluidos calo portadores y mantener las temperaturas de diseño.

En caso de cierre del conducto de retorno por avería o tareas de mantenimiento, el esquema de distribución es el mismo al mostrado en la alternativa del apartado “6.2 Alternativas”.

- Cuando la planta trabaje normalmente, este diseño permite el uso de dos parejas de anillos. Estos, individualmente alimentarán una parte de la demanda total. Al ser entonces inferior la cantidad de energía térmica que deben transportar, el caudal del fluido calo portador puede ser menor, lo que implica una disminución del diámetro de ambos conductos, suponiendo un ahorro significativo. Esto es un factor importante para el conducto principal de frío, ya que como antes se mostró, el caudal que debe transportar es relativamente grande y el diámetro del conducto requerido también.

Tanto en la elección final que se está presentando, como en la alternativa, todos los conductos discurren pegados a los edificios, por donde se ha supuesto que discurre a su vez el sistema de alcantarillado principal (realmente suelen estar



debajo de las aceras), aprovechando así su espacio para instalar los anillos. Esto también facilita su acceso para tareas de reparación o mantenimiento.

Es también importante tener en cuenta que se ha tratado de reducir al mínimo las veces que los conductos principales atraviesan el pavimento. De esta manera, en caso de tareas de mantenimiento o reparación, se reduce al mínimo el impacto en el tráfico rodado.

Desde el punto de vista de este proyecto, como *usuario o punto de consumo* se va a considerar un bloque, los cuales en su conjunto configuran cada uno de los 4 edificios (ver el punto 4. *Descripción del complejo a dar suministro*). Los locales comerciales en el bajo de cada edificio se considerarán como parte del bloque que se asienta sobre él, y los que forman los anexos comerciales se consideraran clientes y puntos de consumo individuales.

Para alimentar a cada uno de los *usuarios*, de los conductos se hace una derivación con la cantidad de caudal apropiada para la demanda de estos. Poca distancia después, los fluidos calo portadores se inyectan de nuevo a sus respectivos conductos principales y la operación se repite en cada punto de consumo. En cada cliente se coloca un intercambiador de calor y un entalpímetro (mide las temperaturas de entrada y salida al intercambiador de calor así como el caudal suministrado). De este modo, el circuito de distribución se independiza fluidodinámicamente de la red de distribución interna del edificio.

La profundidad a la que están enterrados es de aproximadamente 2m, lo que supone que las derivaciones individuales están a la altura del piso bajo del edificio, los garajes. Con lo cual, los usuarios deben ser conscientes de que se requiere una espacio reservado en el garaje para instalar toda la maquinaria necesaria para el reparto, medición y control de la energía térmica suministrada. A su vez, se considera que el proveedor del servicio aporta y mantiene el intercambiador de calor y la instrumentación (está basada en un sistema de transferencia de datos), lo que facilita la aceptación de acogida de la red térmica de distrito por parte de los usuarios. De esta forma, el operador de la planta puede tener la mayor cantidad de información posible tanto para gestionar la operación de la misma como para facturar el consumo de energía correspondiente.

La numeración mostrada en la *imagen 39* ayudará para hacer algunas justificaciones sobre algunos aspectos de la red:

- El conducto 3 no transcurre por acera, si no por suelo que es complicado y arriesgado suponer cómo y por donde transcurre el alcantarillado. En caso de no haber la derivación 1, a partir del conducto que transcurre por la acera, el 2, habría que abrir varias zanjas desde el mismo hasta la cara curvada del edificio 1,



dando como resultado una configuración más costosa que requiere más obras y complejidad. Por ello, la opción de diseño elegida se considera la más económica y simple.

- Para el conducto 9, en sus tramos curvados, se hace la misma consideración que en el apartado anterior.
- En las bifurcaciones número 1 y 3, se hace una derivación a los anexos comerciales. Esta transcurre por espacio de alcantarillado, con lo cual resulta más económico trazar esta derivación que crear varias desde el conducto 2.
- Las derivaciones 1 y 3, a partir de la cual surgen los conductos 2 y 5, permite emplear conductos de diámetro menor en los mismos, dado que atienden una pequeña demanda. Esto tendrá una repercusión en el coste total de la instalación, aunque leve dado que suponen una longitud pequeña en comparación a la total.
- Una derivación presenta una desventaja termodinámica. La mezcla que se produce en la convergencia de las bifurcaciones, en los nodos 2 y 4, supone la degradación térmica de uno de los dos flujos. Sin embargo, al significar la demanda térmica de los anexos comerciales un máximo de un 8% para calefacción, y un 3% para climatización (ver *gráfica 34*, en el apartado “5.5.3 Conclusiones”), dicha degradación se considerará despreciable.

6.4 PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO

El proceso de dimensionamiento está basado en la justificación física de la validez de la elección tomada en lo que respecta al tamaño de los conductos. Para ello, es necesario un estudio completo de la red de suministro de energía térmica, el cual comprende:

- Carga térmica de la red.
- Pérdidas de energía térmica.
- Pérdidas de presión.

Se ha desarrollado un programa en *Matlab* con el que poder hacer el cálculo de todos los tópicos nombrados. De esta forma, se han obtenido los resultados de una forma rápida y fiable.



En los posteriores apartados se describe la metodología de cálculo implementada, así como todas las consideraciones tenidas en cuenta.

NOTA- El código del programa se encuentra en el apartado “11. Anexos”.

6.4.1 Cálculos preliminares

6.4.1.1 Carga térmica de la red

En este apartado se procede a calcular la carga térmica de la red. Dada su configuración, la demanda total tanto de calefacción, como de climatización, está dividida en dos parejas de anillos, los cuales se han dividido en varios conductos para facilitar la tarea y mostrar la información de manera más efectiva.

El proceso de cálculo de este apartado está basado en la obtención de la carga térmica de cada uno de los conductos que forman la red completa. Para ello, se han considerado los puntos de suministro que atiende cada uno de ellos, pudiendo ser bloques de viviendas o locales comerciales.

Cabe indicar que el conducto de retorno (el número 9 según la *figura 39*) se considera aislado en este apartado ya que su único cometido es devolver el fluido calo portador, una vez agotada su utilidad térmica a la planta de cogeneración. No obstante, si tendrá influencia a la hora del cálculo de pérdidas, tanto de calor como de presión.

La primera consideración a tener en cuenta es que, dado que los conductos de agua caliente y fría tienen el mismo recorrido, consideraremos sus longitudes iguales (las cuales se pueden consultar en la *tabla 14*). Cada conducto i , en realidad son dos, uno para frío y otro para calor. En la realidad habrá pequeñas discrepancias, pero a efectos de cálculo, tales diferencias pueden considerarse despreciables.

Los conductos de calor y frío que van del 2 al 8 tienen derivaciones tanto a bloques de viviendas, como a locales comerciales. Para calcular la carga térmica de cada uno de ellos, se calculará el parámetro proporcional del suministro δ , que es igual al cociente entre la energía térmica que liberan en su recorrido, dividida por el total de energía a suministrar por la planta. De manera general, para una carga térmica total por unidad de superficie $Q_{total/sup}$ a transmitir a una superficie total S_T , y la demanda parcial con la que atender a una superficie S_p (parte de la total S_T), se puede expresar de la siguiente manera:

$$\delta = \frac{Q_{total/sup} S_p}{Q_{total/sup} S_T}$$



Dado que para el cálculo de la demanda térmica de la urbanización hemos partido de demandas energéticas por unidad de área, en el caso específico para este proyecto las magnitudes $Q_{total/sup}$ serían conocidas y podrían ser eliminadas del cociente y el divisor. Por lo tanto, el término δ podemos calcularlo en función de superficies en lugar de energías térmicas, que a priori requieren un cálculo más largo. De esta manera:

$$\delta = \frac{S_p}{S_T}$$

Obtendremos los valores del parámetro proporcional de suministro para viviendas y locales comerciales de la siguiente manera.

1. **Parámetro proporcional de suministro para viviendas.** El parámetro δ para viviendas δ_{i-viv} , resulta más sencillo expresarlo en función del número de bloques que se atienden por el conducto i , y no por la superficie que estas comprenden:

$$\delta_{i-viv} = \frac{S_{viv-i}}{S_{T-viv}} = \frac{N_i}{N_{b-total}}$$

Donde:

- S_{i-viv} : Superficie total de viviendas atendidas por el conducto i .
- S_{T-viv} : Superficie total de viviendas de la urbanización.
- N_i : Número de bloques a los que abastece el conducto i .
- $N_{b-total}$: Número de bloques totales en la urbanización, igual a 37,5 (ver apartado 4.5 *Conjunto completo*).

El número de bloques de viviendas se puede obtener visualmente a partir de las *imágenes* 23 y 24, considerando que un determinado conducto i alimenta a los edificios que inmediatamente colindan con él durante su recorrido. Los resultados son:

Conducto i							
	2	3	4	5	6	7	8
N_i	-	4,5	9	-	5	1	18

Tabla 15. Valores de N_i para cada conducto i . [Elaboración propia].

2. **Parámetro proporcional de suministro para locales comerciales.** El parámetro δ para locales comerciales δ_{i-LC} , se determina en función del área que suponen los locales comerciales a atender por un determinado conducto i S_{LC-i} en relación a la extensión total de los locales comerciales S_{T-LC} .

$$\delta_{i-LC} = \frac{S_{LC-i}}{S_{T-LC}}$$

Donde:

- S_{i-LC} : Superficie total de locales comerciales atendidas por el conducto i .
- S_{T-LC} : Superficie total de los locales comerciales, igual a 3715 m² (ver apartado “4.5 Conjunto completo”).

Para determinar S_{i-LC} , se muestra su valor en las siguientes tablas, indicando el código de local que atienden, su superficie, y la total correspondiente (consultar el apartado “4.3 Locales comerciales”).



	Código	Área [m ²]
Conducto 2	(1)1-C	300
	(1)2-C	130
	(1)3-C	130
	(1)4-C	220
	(1)5-C	70
	(1)6-C	60
	(1)7-C	70
Total		980m²

Tabla 16. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 2.
[Elaboración propia].

	Código	Área [m ²]
Conducto 3	(1)15	18
	(1)16	9
	(1)17	24
	(1)18	24
	(1)19	24
	(1)20	21
	(1)21	21
	(1)22	21
	(1)23	21
	(1)24	56
Total		239 m²

Tabla 17. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 3.
[Elaboración propia].

	Código	Área [m ²]	Código	Área [m ²]
Conducto 4	(1)1	16	(1)13	24
	(1)2	20	(1)14	33
	(1)3	20	(2)1	20
	(1)4	24	(2)2	20
	(1)5	20	(2)3	20
	(1)6	30	(2)4	20
	(1)7	48	(2)5	16
	(1)8	12	(2)6	16
	(1)9	12	(2)7	100
	(1)10	24	(2)8	20
	(1)11	28	(2)9	30
	(1)12	35	(2)10	35
			(2)11	75
Total				718m²

Tabla 18. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 4.
[Elaboración propia].

	Código	Área [m ²]
Conducto 6	(2)12	30
	(2)13	30
	(2)14	20
	(2)15	30
	(2)16	20
	(2)17	20
	(2)18	20
	(2)19	20
	(2)20	12
	(2)21	12
	(2)22	16
Total		246m²

Tabla 19. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 6.
[Elaboración propia].



Conducto 5	Código	Área [m ²]
	(2)1-C	72
	(2)2-C	120
	(2)3-C	60
	(2)4-C	180
	(2)5-C	180
	(2)6-C	180
	(2)7-C	250
	(2)8-C	90
	(2)9-C	20
Total		1152m²

Tabla 20. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 5.
[Elaboración propia].

Conducto 8	Código	Área [m ²]
	(3)1	48
	(3)2	24
	(3)3	54
	(3)4	16
	(3)5	18
	(3)6	32
	(3)7	24
	(3)8	24
	(3)9	24
	(3)10	28
Total		292m²

Tabla 21. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 8.
[Elaboración propia].

Conducto 7	Código	Área [m ²]
	(2)24	16
	(2)25	16
	(2)26	16
	(2)27	24
	(2)28	16
Total		88m²

Tabla 22. Código y área de los locales comerciales atendidos por el conducto 7. [Elaboración propia].

En la siguiente tabla resumen, se muestran los valores definitivos para S_{i-LC} :

Conducto <i>i</i>							
	2	3	4	5	6	7	8
S_{LC-i} [m ²]	980	239	718	1152	246	88	292

Tabla 23. Superficie de los locales comerciales cuya demanda energética se encuentra cubierta por el los conductos de calor y frío *i*. [Elaboración propia].

Para calcular la carga térmica de cada conducto, se distingue entre lo que debe aportar a los locales comerciales y a los bloques de viviendas que el mismo abarca. De esta manera, podemos introducir la siguiente expresión para un

conducto genérico i , que nos indicará la energía térmica intercambiada por el mismo, en función del mes, tanto para calor o frío:

$$Q_{i-mes-frío/calor} = \delta_{i-viv} Q_{T-mes-viv-frío/calor} + \delta_{i-lc} Q_{T-mes-LC-frío/calor}$$

Donde:

- $Q_{i-mes-frío/calor}$: Calor que libera el conducto i , en un determinado *mes* para la demanda de *calor* o *frío* conjunta en viviendas o locales comerciales.
- δ_{i-viv} : Parámetro proporcional de suministro del conducto i para la demanda de las viviendas.
- $Q_{T-mes-viv-frío/calor}$: Calor total a intercambiar durante un determinado *mes*, para la demanda de *calor* o *frío* en *viviendas*.
- δ_{i-lc} : Parámetro proporcional de suministro del conducto i para la demanda de los locales comerciales.
- $Q_{T-mes-LC-frío/calor}$: Calor total a intercambiar durante un determinado *mes*, para la demanda de *calor* o *frío* en *locales comerciales*.

Dado que el sistema de distribución diseñado debe ser capaz de atender la máxima demanda, para los cálculos solo se tendrá en cuenta la máxima demanda mensual del año. Y al requerirse en diversos meses atender simultáneamente la demanda de calor y frío, se debe hacer el diseño para dos sistemas de distribución paralelos. Así, teniendo en cuenta que la máxima demanda de calor es en Diciembre, y la de frío en Julio, la expresión queda simplificada y dividida como sigue:

$$Q_{i-c} = \delta_{i-viv} Q_{c-viv} + \delta_{i-lc} Q_{c-LC}$$

$$Q_{i-f} = \delta_{i-viv} Q_{f-viv} + \delta_{i-lc} Q_{f-LC}$$

Donde:

- Q_{i-c} : Demanda de calor en diciembre a atender por el conducto i .



- Q_{c-viv} : Demanda de calor total de las viviendas a atender por la planta en diciembre.
- Q_{c-LC} : Demanda de calor total de los locales comerciales a atender por la planta en diciembre.
- Q_{i-f} : Demanda de frío en julio a atender por el conducto i .
- Q_{f-viv} : Demanda de frío total de las viviendas a atender por la planta en julio.
- Q_{f-LC} : Demanda de frío total de los locales comerciales a atender por la planta en julio.

Del estudio de la demanda presentado en el apartado “5. Demanda de calor y frío”, en las *tablas 11 y 12* se pueden obtener los valores para Q_{c-viv} , Q_{c-LC} , Q_{f-viv} y Q_{f-LC} .

No obstante, en el código del programa desarrollado en Matlab resulta sencillo desarrollar el algoritmo que nos muestre la demanda de calor y frío para cada uno de los conductos, en cada uno de los meses del año. Dicha información se muestra en la siguiente tabla:

	Conducto 2		Conducto 3		Conducto 4		Conducto 5	
	Calor [kW]	Frío [kW]	Calor [kW]	Frío [kW]	Calor [kW]	Frío [kW]	Calor [kW]	Frío [kW]
Enero	32,5	0	387,1	0	788,2	0	38,2	0
Febrero	30,1	0	322,9	0	653,2	0	35,4	0
Marzo	22	0,9	154,2	145,4	313,7	291,1	25,9	1,1
Abril	15,3	2	182,5	139,7	368,8	279,9	18	2,4
Mayo	6,7	7,4	86,8	305,4	175,3	612,6	7,9	8,7
Junio	0	18,1	0	656	0	1316,5	0	21,3
Julio	0	29,5	0	822	0	1651,2	0	34,7
Agosto	0	28	0	764	0	1534,9	0	32,9
Septiembre	1,9	16,8	19,7	415,7	39,8	835,5	2,2	19,7
Octubre	9,3	4,3	57,5	206,2	111,72	413,6	11	5,1
Noviembre	25,4	0	277,4	0	561	0	29,8	0
Diciembre	36,1	0	418	0	844,8	0	42,4	0

Tabla 24. Carga térmica de los conductos 2, 3, 4 y 5 durante los meses del año. [Elaboración propia].



	Conducto 6		Conducto 7		Conducto 8	
	Calor [kW]	Frío [kW]	Calor [kW]	Frío [kW]	Calor [kW]	Frío [kW]
Enero	429,5	0	87,2	0	1562,5	0
Febrero	358,2	0	7,29	0	1271,4	0
Marzo	170,9	161,6	35	32,3	601,8	581,1
Abril	202,5	155,2	4,11	31,1	719,8	557,4
Mayo	96,3	339,2	19,5	68,1	342,8	1216,6
Junio	0	728,5	0	146,4	0	2611,8
Julio	0	912,7	0	183,7	0	3268
Agosto	0	848,4	0	170,8	0	3037,1
Septiembre	21,8	461,5	4,4	93	77,4	1651,4
Octubre	63,7	229,1	13,1	46	223,6	822,1
Noviembre	307,7	0	62,5	0	1092,4	0
Diciembre	463,7	0	94,2	0	1647,6	0

Tabla 25. Carga térmica de los conductos 2, 3, 4 y 5 durante los meses del año. [Elaboración propia].

Dada la geometría de la distribución del sistema de transporte de energía térmica, es útil mostrar la demanda de cada anillo, en lugar de cada conducto. Esto es así porque cada anillo se dimensionará con una dimensión única, es decir, todos los tubos que lo forman tendrán el mismo diámetro.

	Demandas en el anillo superior		Demandas en el anillo inferior de calor	
	Calefacción [MW]	Climatización [MW]	Calefacción [MW]	Climatización [MW]
Enero	1,76	0	1,53	0
Febrero	1,47	0	1,27	0
Marzo	0,72	0,63	0,6	0,58
Abril	0,83	0,61	0,72	0,56
Mayo	0,4	1,34	0,34	1,22
Junio	0	2,88	0	2,61
Julio	0	3,63	0	3,27
Agosto	0	3,38	0	3,04
Septiembre	0,09	1,84	0,08	1,65
Octubre	0,27	0,9	0,22	0,82
Noviembre	1,26	0	1,1	0
Diciembre	1,9	0	1,65	0

Tabla 26. Carga térmica de los anillos de distribución durante los meses del año. [Elaboración propia].

En este punto, con los resultados mostrados en la tabla anterior, puede obtenerse el caudal de flujo másico. Dado que el agua, tanto para el servicio de calefacción como el de climatización, se hace circular siempre en estado líquido, para los anillos de frío y calor puede calcularse con la ecuación de intercambio de calor para el agua líquida. Esta operación se realiza para cada uno de los cuatro anillos, de calefacción y climatización, de la zona superior e inferior de la climatización. Suponiendo una demanda genérica para un determinado servicio de calor o frío para uno de los anillos Q :

$$\dot{m} = \frac{Q}{Cp_{agua}\Delta T_{calor/frío}}$$

Donde:

- Q : Demanda de energía térmica
- Cp_{agua} : Capacidad calorífica del agua
- *valor a dif presión?*
- $\Delta T_{calor/frío}$: Salto térmico del agua en el circuito de calor o frío.

La expresión anterior nos da el flujo másico *ideal* para cada uno de los anillos, y a partir de ellos es posible obtener el diámetro necesario de los conductos. Se trata de una magnitud ideal porque no se han tenido en cuenta las pérdidas por transferencia de calor entre el agua de los conductos y el ambiente. Tal y como se mostrará en el apartado “6.4.1.2 Pérdidas de energía térmica”, son de un orden tan pequeño en comparación a las totales que apenas influyen en el tamaño de la tubería. No obstante, para mayor precisión, en el proceso de dimensionamiento se han tenido en cuenta para obtener así resultados más realistas.

6.4.1.2 Pérdidas de energía térmica.

Los resultados obtenidos en este apartado son importantes para el dimensionamiento de la planta de cogeneración, ya que esta debe asumir la demanda energética de la urbanización, y las pérdidas por distribución.

Debido a la diferencia de temperatura entre los conductos de calor y frío con el exterior, se producen pérdidas de energía térmica. Esta energía debe ser asumida por la planta, lanzando un flujo de energía superior al demandado para cubrir dichas pérdidas, lo cual requiere un caudal superior. Estas pérdidas son función de las características aislantes globales del sistema “*fluido calo portador – ambiente*”, compuesto por la resistencia térmica del conducto, del aislante que lo rodea y el suelo hasta el ambiente. También debe tenerse en cuenta la



transferencia de calor por convección en el seno del flujo y en el aire del ambiente.

Los conductos están enterrados a una profundidad aproximada de 2m. Dada la poca diferencia de temperatura entre el agua fría y el ambiente, y la resistividad térmica que ofrece tal profundidad de enterramiento, se considera innecesario aislar los anillos para frío. El gran coste que supone el aislante también sirve como motivación a esta causa. No obstante, los anillos de calor si se aislaran térmicamente.

En el proceso de cálculo de las pérdidas de energía térmica se basa en método de cálculo mostrado en [DOC02]. Según la información consultada, se constatan las pérdidas mostradas en la siguiente tabla. Están expresadas en tanto por ciento de la energía que van a distribuir por cada kilómetro que recorren.

Conductos de calor		Conductos de frío	
Con aislamiento	Sin aislamiento	Con aislamiento	Sin aislamiento
1 %/km	6 %/km	0,02 %/km	0,2 %/km

Tabla 27. Pérdidas térmicas por transferencia de calor entre el fluido calo portador y el ambiente. [DOC02].

A partir de estos datos, las pérdidas térmicas en los anillos para calor de distribución en función del mes del año son:

	Anillo Superior		Anillo Inferior	
	Calefacción [kW]	Climatización [kW]	Calefacción [kW]	Climatización [kW]
Enero	18,6	0	11,6	0
Febrero	15,6	0	9,7	0
Marzo	7,6	6,7	4,6	4,4
Abril	8,8	6,5	5,5	4,2
Mayo	4,2	14,2	2,6	9,2
Junio	0	31	0	19,8
Julio	0	38,5	0	24,8
Agosto	0	35,8	0	23,1
Septiembre	9,53	19,5	0,6	12,5
Octubre	2,9	9,5	17	6,2
Noviembre	13,4	0	8,3	0
Diciembre	20,1	0	12,5	0

Tabla 28. Pérdidas por transferencia térmica en los anillos de calor y frío para los distintos meses del año. [Elaboración propia].

Dado que para el posterior apartado “7. Dimensionamiento de la planta de cogeneración” no se hace distinción entre anillos, si no un cálculo global de la demanda de energía térmica, se muestran a continuación las pérdidas de energía térmica en la red según su uso:

	Calefacción [kW] $Q_{per_c_mes}$	Climatización [kW] $Q_{per_f_mes}$
Enero	30,2	0
Febrero	25,3	0
Marzo	1,22	11,1
Abril	1,42	10,71
Mayo	6,77	23,5
Junio	0	50,5
Julio	0	63,4
Agosto	0	58,9
Septiembre	1,54	32,1
Octubre	4,58	15,8
Noviembre	21,7	0
Diciembre	32,66	0

Tabla 29. Pérdidas globales en los anillos para el servicio de calefacción y climatización en los meses de un año. [Elaboración propia].

En este apartado cobra importancia la consideración del conducto de retorno, porque en él se producen parte de las pérdidas totales de energía térmica, y deben ser asumidas también por la planta. A continuación se muestra el valor de dichas pérdidas en el conducto de retorno para el flujo de calor y de frío, en cada uno de los meses del año.

	Calefacción [kW] $Q_{per_c_mes}$	Climatización [kW] $Q_{per_f_mes}$
Enero	5,03	0
Febrero	4,21	0
Marzo	2,06	3,6
Abril	2,37	3,5
Mayo	1,12	7,7
Junio	0	16,5
Julio	0	20,8
Agosto	0	19,3
Septiembre	0,26	10,5
Octubre	0,78	5,18
Noviembre	3,62	0
Diciembre	5,43	0

Tabla 30. Pérdidas globales en la red en los conductos de retorno para el servicio de calefacción y climatización en los meses de un año. [Elaboración propia].

Conocidas las pérdidas térmicas en cada uno de los anillos, junto con los conductos de retorno a la planta, las pérdidas globales para el circuito completo de calor y frío serán:

	Calefacción [kW] $Q_{per_c_mes}$	Climatización [kW] $Q_{per_f_mes}$
Enero	35,26	0
Febrero	29,5	0
Marzo	14,29	5,84
Abril	16,6	5,6
Mayo	7,89	12,37
Junio	0	26,62
Julio	0	33,47
Agosto	0	31,12
Septiembre	1,8	16,96
Octubre	5,36	8,43
Noviembre	25,3	0
Diciembre	38,1	0

Tabla 31. Pérdidas globales en la red el sistema de distribución para el servicio de calefacción y climatización en los meses de un año. [Elaboración propia].

Como último detalle respecto a las pérdidas de energía térmica, se va a aplicar un coeficiente de seguridad, basándose en la información consultada [DOC02]. Esto implica un cierto grado de sobredimensionamiento de la planta de cogeneración, pero dado que las pérdidas son pequeñas respecto al total de la demanda, no se considera relevante. El factor de seguridad a aplicar será de 2, dejando como resultado:

	Calefacción [kW] $Q_{per_c_mes}$	Climatización [kW] $Q_{per_f_mes}$
Enero	70,52	0
Febrero	59	0
Marzo	28,58	11,68
Abril	33,2	11,2
Mayo	15,78	24,74
Junio	0	53,24
Julio	0	66,94
Agosto	0	62,24
Septiembre	3,6	33,92
Octubre	10,72	16,86
Noviembre	50,6	0
Diciembre	76,2	0

Tabla 32. Pérdidas globales en la red del sistema de distribución para el servicio de calefacción y climatización teniendo en cuenta un factor de seguridad. [Elaboración propia].



Puede compararse el orden de magnitud de las pérdidas térmicas con la energía total a distribuir (mostrada en la *tabla 13*), verificando que estas suponen una parte muy pequeña debido a la profundidad de enterramiento de los conductos y las propiedades aislantes del circuito de calor.

6.4.1.3 Primer dimensionamiento.

A la hora de dimensionar el sistema de distribución, debe tenerse en cuenta varias consideraciones [DOC02]. La distribución de frío al ser la más crítica, tiene el flujo másico limitado a 150kg/s, y para el de calor la limitación es de 25kg/s. Se suelen manejar diámetros máximos de 30cm y 15cm respectivamente, siempre teniendo consideración de la velocidad máxima del flujo no debe ser mayor de 1,2 m/s porque las pérdidas de calor y presión serían excesivas.

El funcionamiento básico del código del programa desarrollado por el que se permite establecer el diámetro del conducto se basa en el cálculo de las variables citadas en el párrafo anterior: el flujo másico y su velocidad. De manera general, suponiendo una demanda térmica cualquiera Q y unas pérdidas asociadas a su distribución ΔQ , el flujo de agua requerido para atenderla se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\dot{m} = \frac{Q + \Delta Q}{Cp_{agua} \Delta T_{calor/frío}}$$

La velocidad se obtiene a partir del caudal (se obtiene de dividir el flujo másico por la densidad del agua ρ) y área transversal del conducto calculada a partir de su diámetro D :

$$v = \frac{\dot{m} \pi}{\rho 4} D^2$$

Implementando en la hoja de Matlab las pérdidas térmicas ya calculadas, se han evaluado las consideraciones anteriores para diversos diámetros de un orden aproximado a los habitualmente tomados. Por homogeneidad, y dado que los consumos del anillo superior e inferior son casi iguales (la diferencia máxima es de aproximadamente del 10% tanto para demanda de frío como para la de calor), el diámetro es el mismo para ambos. A su vez, para simplificar, no se



considera una reducción especial de los conductos 2 y 5 debido a la baja demanda que deben atender.

Por lo tanto, el diámetro de los anillos de calor $D_{anillos_calor}$ y de frío $D_{anillos_frío}$ será:

$$D_{anillos_calor} = 0,12 \text{ m}$$

$$D_{anillos_frío} = 0,30 \text{ m}$$

Es importante añadir una consideración tomada acerca de los conductos de retorno. A la salida de la central, los circuitos parten con la misma presión, y dada la diferente longitud y caudal que los atraviesa, la caída de presión total hará que al final su esta no sea igual. Debido a ello, no es posible hacer confluir los anillos en un mismo punto para su retorno porque el que más presión lleve, trataré de introducir fluido en el otro, frenando el flujo del circuito que menor mayor caída de presión haya sufrido. Esto debe evitarse, y por ello son dos las posibilidades sugeridas para su diseño:

- Los anillos de frío de calor retornan a la central en conductos separados. En este caso habrá 4 conductos de retorno, dos de calor y dos de frío. No es la mejor opción ya que el coste de circuito se vería incrementado.
- Los anillos de calor y frío confluyen en un punto, siendo el flujo de el que lleva de mayor presión sometido a una válvula de expansión donde iguala su valor con el de menor valor. Una vez han convergido en el mismo punto a la misma presión, el mismo sistema de impulsión provocará su retorno. Esta opción conlleva la instalación de tan solo de 2 conductos y de una válvula, que puede tratarse de una simple llave de mariposa con un determinado grado de apertura, que cause la caída de presión necesaria.

La segunda opción se considera la más conveniente ya que, como se mostrará en el apartado “6.4.1.4 Pérdidas de presión”, la caída de presión provocada por la válvula es muy pequeña y la energía extra que hace requerir en el sistema de impulso, supone un gasto muy inferior a la instalación de 2 tubos extras (estando el de calor aislado térmicamente, lo que lo encarece mucho más por encima del de frío).

Los conductos de retorno para frío y calor tendrán el mismo tamaño para así facilitar la tarea de acoplamiento entre ellos. Debido a que solo cumple con la función de retornar el fluido a la instalación, sin intercambiar calor con algún cliente, las consideraciones anteriores de máximo caudal y velocidad no son tan



restrictivas, dado que el aislamiento reduce las pérdidas térmicas y su corta longitud supone una pequeña parte de la caída de presión total.

$$D_{\text{retorno_calor}} = D_{\text{anillos_calor}}$$

$$D_{\text{retorno_calor}} = D_{\text{anillos_frío}}$$

Para los anillos de calor, el caudal \dot{m}_{anillo} y la velocidad del flujo v_{flujo} en función de la demanda térmica de cada mes se muestran a continuación.

	Anillo superior de calor		Anillo inferior de calor	
	\dot{m}_{anillo} [kg/s]	v_{flujo} [m/s]	\dot{m}_{anillo} [kg/s]	v_{flujo} [m/s]
Enero	10,63	0,94	9,26	0,82
Febrero	8,91	0,79	7,71	0,69
Marzo	4,37	0,39	3,65	0,32
Abril	5,01	0,44	4,36	0,39
Mayo	2,38	0,21	2,1	0,18
Junio	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Septiembre	0,54	0,05	0,47	0,04
Octubre	1,64	0,14	1,35	0,12
Noviembre	7,6	0,68	6,62	0,58
Diciembre	11,5	1,02	9,90	0,88

Tabla 33. Flujo másico y velocidad del fluido calo portador en los conductos principales para calefacción del sistema de distribución. [Elaboración propia].

El mes crítico es diciembre, dado que en él se da la máxima demanda de calor. Cualquier reducción en el diámetro hace excesiva la velocidad, superando los 1,2 m/s.



Para los anillos de frío, el caudal \dot{m}_{anillo} y la velocidad del flujo v_{flujo} en función de la demanda térmica de cada mes son:

	Anillo superior de frío		Anillo inferior de frío	
	$\dot{m}_{anillo} [kg/s]$	$v_{flujo} [m/s]$	$\dot{m}_{anillo} [kg/s]$	$v_{flujo} [m/s]$
Enero	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0
Marzo	15,21	0,21	13,96	0,2
Abril	14,67	0,2	13,4	0,18
Mayo	32,25	0,45	29,24	0,41
Junio	69,41	0,98	62,77	0,88
Julio	87,38	1,19	78,54	1,11
Agosto	81,25	1,14	72,91	1,03
Septiembre	44,29	0,62	39,67	0,56
Octubre	21,74	0,31	19,75	0,28
Noviembre	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0

Tabla 34. Flujo másico y velocidad del fluido calo portador en los conductos principales para climatización del sistema de distribución. [Elaboración propia].

Para climatización, Julio es el mes más crítico dada la alta demanda de frío, lo cual resulta en una velocidad de 1,2 m/s para el flujo del anillo superior, siendo de 1,11m/s para el inferior, lo cual indica que no es posible una reducción en el diámetro por trabajar en el límite de la velocidad.

Teniendo en cuenta las *tablas 33 y 34*, puede obtenerse el caudal que debe retornar a la central, y así poder hacer el diseño del conducto de retorno, tanto para el anillo de frío como para el de calor. Su magnitud se corresponde con la suma de lo que circula por el anillo superior más lo que circula por el inferior, para cada uno de los servicios. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:



	Conducto de retorno de los anillos de calor		Conducto de retorno de los anillos de frío	
	$\dot{m}_{anillo} [kg/s]$	$v_{flujo} [m/s]$	$\dot{m}_{anillo} [kg/s]$	$v_{flujo} [m/s]$
Enero	19,88	1,48	0	0
Febrero	16,62	1,25	0	0
Marzo	8,02	0,61	29,17	0,59
Abril	9,38	0,71	28,07	0,57
Mayo	4,45	0,33	61,5	1,25
Junio	0	0	132,18	2,69
Julio	0	0	165,92	3,38
Agosto	0	0	154,24	3,14
Septiembre	1,01	0,07	83,98	1,71
Octubre	3,02	0,22	41,49	0,84
Noviembre	14,27	1,07	0	0
Diciembre	21,48	1,62	0	0

Tabla 35. Flujo másico y velocidad del fluido calo portador en los conductos de retorno del sistema de distribución. [Elaboración propia].

6.4.1.4 Pérdidas de presión.

Las pérdidas de presión se calculan tomando en consideración la rugosidad de los conductos y demás elementos que obstaculizan el movimiento del fluido calo portador. Su cálculo se basa en la expresión resultante de simplificar la ecuación de Bernoulli:

$$\Delta P = \sum \frac{1}{2} \rho v_j^2 \left[\frac{L_j}{D_j} f \left(Re_{D_j}, \frac{\epsilon_j}{D_j} \right) + \left(\sum K \right)_j \right]$$

Donde:

- ρ : Densidad del fluido calo portador. En este caso agua, de valor 1000 kg/m³.
- v_j : Velocidad del flujo. Se muestran en la *tabla 34 y 35* para cada conducto.
- L_j : Longitud del conducto j a estudiar.
- Re_{D_j} : Número de Reynolds.
- D_j : Diámetro del conducto j a estudiar.
- ϵ_j : Rugosidad del conducto j a estudiar.
- K : Longitud equivalente de elementos secundarios.



Dada la gran dimensión de la red de distribución, resultaría muy laborioso hacer el cálculo completo de cada longitud equivalente en término de pérdida de carga K . Para simplificar este cálculo, se considera la longitud del conducto un 20% superior a la real, y se considera que dentro de esa longitud va englobada la equivalente de todas las bifurcaciones y codos de la red. De esta manera, podemos simplificar la expresión anterior y añadir a ella un factor de corrección $\delta = 1,2$:

$$\Delta P = \sum \frac{1}{2} \rho v_j^2 \frac{L_j \times \delta}{D_j} f \left(Re_{D_j}, \frac{\epsilon_j}{D_j} \right)$$

Todas las variables de la ecuación anterior son conocidas a excepción del factor de fricción f , que para determinarlo se hará uso de la correlación de Petukhov, válida cuando el número de Reynolds está entre 3000 y 5000000.

El cálculo de las pérdidas de carga se ha incluido en la hoja de cálculo de Matlab antes nombrada, a partir de la cual se han calculado todos los parámetros, y confirmado que el número de Reynolds está situado entre los intervalos antes comentados, lo que hace posible obtener el valor del coeficiente de fricción a partir de la expresión:

$$f = \frac{1}{\sqrt{0,79 \times \ln(Re_{D_j}) - 1,64}}$$

La caída de presión, al estar relacionada con la velocidad del flujo, y esta con la demanda de energía térmica a través del caudal, hace que para cada mes del año varíe. En la siguiente tabla se muestran los valores para cada mes del año, para cada uno de los cuatro conductos principales.



	Anillo Superior		Anillo Inferior	
	Conducto de calefacción $\Delta P_{sup_cal} [N/m^2]$	Conducto de climatización $\Delta P_{sup_cli} [N/m^2]$	Conducto de Calefacción $\Delta P_{inf_cal} [N/m^2]$	Conducto de Climatización $\Delta P_{inf_cli} [N/m^2]$
Enero	82206	0	45970	0
Febrero	59967	0	31369	0
Marzo	16871	1942	8807	1196
Abril	21533	1823	12071	1111
Mayo	5774	7442	3274	4472
Junio	0	29629	0	17698
Julio	0	44960	0	26555
Agosto	0	39402	0	23255
Septiembre	453	13165	253	7742
Octubre	3039	3673	1559	2218
Noviembre	45644	0	25311	0
Diciembre	94549	0	52697	0

Tabla 36. Caídas de presión expresadas en los distintos conductos principales de frío y calor durante los meses del año. [Elaboración propia].

Asumiendo la consideración “6.4.1.3 *Primer dimensionamiento*”, por la que se establecía que era conveniente igualar las presiones de los anillos al final del circuito, la válvula de expansión afectará, en lo que respecta al servicio de calefacción al anillo inferior, y en lo que respecta al servicio de climatización al inferior también, por ser sus presiones menores que sus respectivos anillos superiores. De esta forma, la tabla anterior quedaría como sigue:

	Anillo Superior y Anillo Inferior	
	Conducto de calefacción $\Delta P_{sup_cal} [N/m^2]$	Conducto de climatización $\Delta P_{sup_cli} [N/m^2]$
Enero	82206	0
Febrero	59967	0
Marzo	16871	1942
Abril	21533	1823
Mayo	5774	7442
Junio	0	29629
Julio	0	44960
Agosto	0	39402
Septiembre	453	13165
Octubre	3039	3673
Noviembre	45644	0
Diciembre	94549	0

Tabla 37. Caídas de presión expresadas en los distintos conductos principales al converger a la misma presión antes de su retorno a la central. [Elaboración propia].

Para los conductos de retorno el cálculo de la caída de presión se basa en las mismas consideraciones que en los anillos de frío y calor. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Conducto de retorno de los anillos de calor		Conducto de retorno de los anillos de frío	
Conducto de calefacción $\Delta P_{sup_cal} [N/m^2]$		Conducto de climatización $\Delta P_{sup_cli} [N/m^2]$	
Enero	68371		0
Febrero	49492		0
Marzo	13400		1677
Abril	17722		1565
Mayo	4713		6422
Junio	0		25745
Julio	0		38960
Agosto	0		34104
Septiembre	354		11291
Octubre	2349		3159
Noviembre	37629		0
Diciembre	78601		0

Tabla 38. Caídas de presión expresadas [Pa] en los conductos de retorno de frío y calor durante los meses del año. [Elaboración propia].

A partir de los datos mostrados en las últimas tablas, puede calcularse la caída de presión global del circuito íntegro de calefacción y de climatización. Su valor será la suma de la caída entre la salida de la central y el punto de convergencia de los anillos, más la caída en el conducto de retorno, es decir, la suma de los valores de los valores de la tabla anterior.

Circuito de calefacción		Circuito de climatización	
$\Delta P_{calor} [bar]$		$\Delta P_{frío} [bar]$	
Enero	1,49		0
Febrero	1,08		0
Marzo	0,3		0,04
Abril	0,39		0,04
Mayo	0,1		0,13
Junio	0		0,55
Julio	0		0,83
Agosto	0		0,73
Septiembre	0,01		0,24
Octubre	0,05		0,07
Noviembre	0,82		0
Diciembre	1,71		0

Tabla 39. Caídas de presión globales en los circuitos de calefacción y climatización. [Elaboración propia].

Se puede apreciar en la tabla anterior, que las caídas de presión en el circuito de frío son considerablemente más pequeñas que en el de calor. Esto es debido a que su diámetro es superior, y la caída de presión depende inversamente proporcional al cubo del diámetro.

Resultará conveniente para apartados posteriores obtener la potencia total de bombeo que la planta debe asumir, obtenido a partir de la siguiente expresión. Considerando el caudal total del circuito de calor Q'_{calor} , y el del circuito de frío $Q'_{frío}$, y sus respectivas caídas de presión ΔP_{calor} y $\Delta P_{frío}$ mostradas en la *tabla 39* para cada uno de los meses:

$$W_b = Q'_{calor} \Delta P_{calor} + Q'_{frío} \Delta P_{frío}$$

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Potencia del sistema de bombeo [kW] W_b	
Enero	3,82
Febrero	2,32
Marzo	0,39
Abril	0,54
Mayo	0,72
Junio	5,6
Julio	10,7
Agosto	8,7
Septiembre	1,58
Octubre	0,24
Noviembre	1,51
Diciembre	4,74

Tabla 40. Potencia total del sistema de bombeo. [Elaboración propia].

6.4.2 Dimensionamiento final y justificación.

La justificación para el dimensionamiento final viene dada por la comprobación de que la caída de presión en los circuitos no sitúa a la misma por valores debajo de la atmosférica y evitar así la entrada de aire.

Recordando el estado termodinámico del agua a la salida de la central, sitúa la presión del fluido calo portador, tanto para el circuito de calor como el de frío, a 4 bar. Debido a que la máxima presión en el circuito se da en el de calefacción, en el



mes de Diciembre, con un valor de 1,71 bar, dejando como resultado una presión al final del circuito de 2,29 bar, se puede asegurar que la presión en los circuitos siempre estarán por encima de la atmosférica y lejos del punto de líquido saturado (evitando así la cavitación). De no ser así, sería necesario un segundo dimensionamiento, aumentando el diámetro, lo que reduciría la pérdida de carga, además de la velocidad de flujo.

Entonces, queda justificado que el diámetro de los circuitos del sistema de distribución de energía térmica sean los mismos que los citados en el apartado “6.4.1.3 *Primer dimensionamiento*”, siendo estos:

$$D_{anillos_calor} = 0,12 \text{ m}$$

$$D_{anillos_frio} = 0,30 \text{ m}$$

Los anillos de retorno mantienen el mismo diámetro que los del respectivo circuito al que están enlazados.



Capítulo 7

DISEÑO PRELIMINAR DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

7.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se muestra el proceso de cálculo, las conclusiones y los resultados que darán paso al dimensionamiento de la planta. Para ello se ha empleado una hoja de cálculo de Mathcad en la que se obtienen resultados numéricos y gráficos a partir de los valores introducidos.

El dimensionamiento de la planta de cogeneración se va a realizar a partir de valores medios anuales, tanto de demandas de energía, como del resto de variables que sufran variación en el transcurso de los doce meses de un año (pérdidas energéticas en el sistema de distribución, rendimientos de maquinaria, temperatura ambiente, etc.).



Se trata de una simplificación a partir de la cual el caso de estudio, el distrito objeto de este proyecto, se reduce a un problema sencillo: todas las variables que entran en juego están en régimen permanente.

A partir de esta simplificación, se estudian los parámetros de la planta de cogeneración (energía producida, rendimiento eléctrico equivalente, calor residual disponible, etc.) que debe atender el distrito caracterizado por variables fijas y constantes, en función del tamaño de motor que se instale en ella.

Con este método, podremos hacer un estudio completo de la necesidad media del distrito, y diseñar una solución *media* a este problema. Se trata de un primer paso para obtener la información útil que permitirá un dimensionamiento más preciso, cuando en apartados posteriores se tenga en cuenta la variación de todas las variables que caracterizan el problema, a lo largo de todo el año.

La información que obtendremos en este apartado permitirá:

- Obtener un orden de magnitud del tamaño del motor adecuado una vez se considere el problema desde un punto de vista real.
- Obtener cifras medias acerca del ahorro de emisiones de gases contaminantes.
- Obtener cifras medias acerca de los tiempos de amortización de la planta en base al modo de funcionamiento.
- Obtener información que permite valorar la opción de modularización, es decir, de emplear más de un motor alternativo.

Tal y como se ha mostrado en el apartado “5. Estudio de la demanda energética del distrito”, una de las peculiaridades de la demanda es la diferencia entre el tiempo que la planta debe funcionar para cubrir la demanda de calefacción en verano, y el tiempo requerido en los meses de invierno. Además, en ciertos meses del año las demandas energéticas son, es decir, debe producirse calor y frío a la vez, y suministrar cada uno de ellos durante distintos periodos de tiempo. Esto dificulta muchos cálculos y requeriría un sistema de regulación de la carga del motor, lo que implicaría que este no trabajaría al máximo de su rendimiento en ciertos periodos de tiempo.

Para solucionar esta situación, se propone establecer un tiempo de uso único y constante de la planta a lo largo de todo el año, durante el cual se tratará que esta funcione al máximo de rendimiento, evitando en la medida de lo posible la regulación de carga. El tiempo considerado será de 12 horas, y la justificación es la siguiente:

En las gráficas 13, 14, 15 y 16 puede apreciarse la disparidad en los periodos de demanda. Las 12 horas de funcionamiento tratan de ajustarse en la medida de lo posible a las viviendas, ya que están suponen más del 90% de la demanda global. Por lo tanto la hora d inicio del funcionamiento de la planta será:

- En los meses en los que solo haya demanda de calefacción, a las 06:00, siendo su apagado 18:00.



- En los meses en los que solo haya demanda de climatización, a las 09:00, siendo su apagado a las 21:00.
- En los meses en los que haya demanda de calefacción y climatización, a las 06:00, siendo su apagado a las 18:00.

El factor o elemento que hace posible esta simplificación, que permite trabajar a la planta en el régimen más permanente posible para alcanzar los máximos rendimientos son los acumuladores de calor.

Estos elementos acumulan energía térmica en su interior, ya sea calor o frío, por medio de una sustancia. Son varias las tecnologías existentes, siendo las principales las que se caracterizan por el uso de materiales de cambio de fase o agua con mezclas orgánicas para retrasar su congelación a temperaturas más bajas.

Se trata de elementos muy útiles debido a que absorben fluctuaciones térmicas, siendo capaces de absorber un flujo de energía, retenerlo durante un tiempo relativamente largo en su interior, y después dar paso a su reparto.

Por tanto, los acumuladores hacen posible que los tiempos de funcionamiento de la planta no coincidan con los de la demanda. No obstante, conllevan un factor a tener en cuenta: las pérdidas térmicas. Su buen aislamiento hacen que estas se reduzcan al mínimo, especialmente el frío (dada su baja diferencia de temperatura con el exterior en comparación con los acumuladores de calor). Dichas pérdidas térmicas serán estimadas a partir de un factor, considerándose del mismo orden que las dadas en el sistema de distribución.

7.2 INTRODUCCIÓN DE LOS PARÁMETROS PRINCIPALES Y CÁLCULO DE SU VALOR MEDIO

En este punto, se van a dar a conocer los parámetros principales del sistema: *planta de cogeneración – distrito*, además de calcular su valor medio, acorde al método de dimensionamiento preliminar que se va a aplicar. Para cierta magnitud φ introducida, expresaremos su valor medio con un énfasis en la parte superior del signo $\bar{\varphi}$ y se tratará de un valor medio mensual calculado a partir de valor mes a mes. De forma general, se calculará de la siguiente manera:

$$\bar{\varphi} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \varphi_i}{12}$$

- **Demandas energéticas.** El dimensionamiento de la planta de cogeneración comienza estableciendo las demandas medias mensuales de energía para calefacción y climatización. Conociendo las potencias y los tiempos de uso tanto para viviendas y locales comerciales (datos mostrados en la *tabla 13* el apartado

5. *Demanda de calor y frío* del presente proyecto) se pueden calcular las energías de uso con la siguiente ecuación:

$$E_{mensual} = P_{mensual} \frac{t_{uso}}{3600}$$

De acuerdo con los valores de potencias recogidos en la *tabla 13* del apartado “5.5.1 *Demanda global mensual*” y la formula anterior, podemos añadir una segunda columna de energía para cada servicio energético, la total aportada por la planta durante sus 12 horas de funcionamiento diarias:

	Calefacción		Climatización	
	[MW]	[MW.hr]	[MW]	[MW.hr]
Enero	3,29	1222,25	0	0
Febrero	2,74	1020,88	0	0
Marzo	1,32	492,49	1,21	451,77
Abril	1,55	577,67	1,18	423,37
Mayo	0,74	273,57	2,58	958,40
Junio	0	0	5,53	1991,96
Julio	0	0	6,95	2586,95
Agosto	0	0	6,47	2406,25
Septiembre	0,17	61,74	3,52	1268,98
Octubre	0,50	185,90	1,73	644,07
Noviembre	2,35	874,84	0	0
Diciembre	3,53	1313,93	0	0

Tabla 41. Valores de la demanda global de calor y frío del complejo urbanístico en potencias y energía. [Elaboración propia].

- Demanda energética de calefacción.

Podemos calcular entonces la potencia demandada media anual de calor:

$$\bar{Q}_{d.c} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{d.c.mes}}{n.d.h} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{d.c.mes}}{(12 \times 30,5 \times 12)[hr]} = 1,37 \text{ MW}$$

Donde:

- $Q_{d.c.mes}$: valores de la potencia de calor demandada por mes obtenidos a partir de la *tabla 41*.
- n: número de meses
- d: Número medio de días en los 12 meses
- h: Tiempo de utilización

Las pérdidas medias anuales de calor producidas en la red se van a considerar superiores a las calculadas en el apartado “6.4.1.2 *Pérdidas de energía térmica*” debido a las pérdidas consideradas en los acumuladores. El factor de aumento será de dos.



$$\bar{Q}_{per_d_c} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{per_c_mes}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{per_c_mes}}{12} \approx 70 \text{ kW}$$

Donde:

- $Q_{per_d_c_mens}$: pérdidas de calor mensuales en el circuito mostradas en la *tabla* 33 afectadas por el factor de pérdida de los acumuladores.
- n: número de meses.

Dichas pérdidas de calor deberán tomarse en consideración posteriormente en la cantidad de calor total a producir el motor para cubrir las necesidades de calefacción de los clientes.

- **Demanda energética de climatización.** Para la demanda de frío, su valor medio anual será:

$$\bar{Q}_{d_f} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{per_f_mes}}{n.d.h} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{per_f_mes}}{(12 \times 30,5 \times 8)[hr]} = 2,44 \text{ MW}$$

Donde:

- $Q_{d_f_mens}$: valores de la potencia de frío demandado por mes obtenidos a partir de la *tabla* 41.

Las pérdidas medias anuales de frío producidas en la red se van a considerar superiores a las calculadas en el apartado “6.4.1.2 Pérdidas de energía térmica” debido a las pérdidas consideradas en los acumuladores. El factor de aumento será de dos

$$\bar{Q}_{per_d_f} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{per_d_f_mes}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{12} Q_{per_d_f_mes}}{12} \approx 50 \text{ kW}$$

Donde:

- $Q_{per_d_f_mens}$: pérdidas de calor mensuales en el circuito mostradas en la *tabla* 32 afectadas por el factor de pérdida de los acumuladores.
- n: número de meses.

Dicha pérdidas de calor deberá tomarse en consideración posteriormente en la cantidad de frío total a producir en la planta para cubrir las necesidades de calefacción de los clientes.

- **Demanda de energía eléctrica.** Para el dimensionado de la planta resulta conveniente suponer una demanda eléctrica, a partir de la cual poder hacer diversas consideraciones, que se mostrarán a continuación. La demanda es la siguiente:

	Electricidad	
	[MW]	[MW.hr]
Enero	3,29	1222,25
Febrero	2,74	1020,88
Marzo	1,32	492,49
Abril	1,55	577,67
Mayo	0,74	273,57
Junio	0	0,00
Julio	0	0,00
Agosto	0	0,00
Septiembre	0,17	61,74
Octubre	0,50	185,90
Noviembre	2,35	874,84
Diciembre	3,53	1313,93

Tabla 42. Valores de la demanda de electricidad para el complejo urbanístico [Elaboración propia].

Los valores de la *tabla 42* son de elaboración propia a partir de datos del documento [DOC09]. Para los valores de consumo en los locales comerciales y oficinas de la urbanización de este proyecto, se ha aplicado un factor de 1,2 a los datos para viviendas mostrados en tal documento.

El valor medio anual de la demanda de electricidad será:

$$\bar{W}_{d,c} = \frac{\sum_{i=1}^{12} W_{d,e,mes}}{n.d.h} = \frac{\sum_{i=1}^{12} W_{d,e,mes}}{(12 \times 30,5 \times 12)[hr]} = 1,37 MW$$

Donde:

○ $W_{d,e,mes}$: valores de la energía eléctrica demandada por mes de la *tabla 42*.

- **Temperatura ambiente.** La temperatura media mensual ambiente es una variable que tiene una clara influencia en el cálculo de la instalación, y los valores medios para la Comunidad de Madrid son los siguientes:

	\bar{T}_{amb} [°C]
Enero	6,1
Febrero	7,9
Marzo	10,7
Abril	12,3
Mayo	16,1
Junio	21,0
Julio	24,8
Agosto	24,4
Septiembre	20,5
Octubre	14,6
Noviembre	9,7
Diciembre	7,0

Tabla 43. Temperatura media mensual en la Comunidad de Madrid recogida entre los años 1971 y 2000. [AEMET].

- **Temperatura media exterior.** A partir de los valores de temperatura media ambiente mostrados anteriormente, podemos obtener la temperatura media anual:

$$\bar{T}_{ext} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \bar{T}_{amb}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \bar{T}_{amb}}{12} = 14,6^{\circ}C$$

Donde:

- n: Número de meses

- **Pérdidas de presión en la red.** Las pérdidas de presión en la red se muestran en la *tabla 39* del apartado “6.4.2.2 *Pérdidas de presión*”. A partir de dichos valores, calculamos la pérdida media de presión \bar{W}_b .

$$\bar{W}_b = \frac{\sum_{i=1}^{12} W_b}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{12} W_b}{12} = 1164,14 \text{ W}$$

- **Magnitudes principales del motor alternativo.** Podemos considerar a continuación los siguientes parámetros, que a falta de haber seleccionado el motor o conjunto de motores, pueden citarse a priori debido a que cambian poco de uno a otro. Se trata de valores genéricos. Más adelante, en el apartado “7.3 *Desarrollo del método de dimensionamiento preliminar*”, se mostrarán los valores reales de la elección tomada.

- Rendimiento del generar eléctrico: $\eta_{gen} = 0,97$



- Relación aire/combustible del motor alternativo: $RAC_{ma} = 24$
- Dosado absoluto del MA: $DOSA_{ma} = \frac{1}{RAC_{ma}} = 0,042$
- Dosado relativo del MA: $DOSR_{ma} = \frac{DOSA_{ma}}{DEGN} = 0,604$
- Pérdidas en MA por transferencia de calor al ambiente, debidas a radiación y convección: $RQ_{perd_ma} = 0,01$

Para las calderas de respaldo, que posteriormente se tratarán, podemos establecer los siguientes parámetros-guía:

- Rendimiento del quemador de la caldera de respaldo: $\eta_q = 0,9$
- Relación aire combustible de la caldera: $RAC_q = 30$
- Dosado absoluto de la caldera: $DOSA_{cald} = \frac{1}{RAC_{cald}} = 0,033$
- Dosado relativo de la caldera: $DOSR_{cald} = \frac{DOSA_{cald}}{DEGN} = 0,483$
- Pérdidas en la caldera por transferencia de calor al ambiente, debidas a radiación y convección: $RQ_{perd_cald} = 0,01$
- Magnitudes principales del combustible, **gas natural**. Es importante conocer su poder calorífico y el Dosado estequiométrico:
 - Poder calorífico inferior del gas natural: $L_i = 45 \text{ MJ/kg}$
 - Dosado estequiométrico del gas natural: $DEGN = 0,069$
- Magnitudes principales del **aire**. Consideramos el aire como un gas ideal caloríficamente perfecto (GICP) con las siguientes propiedades:
 - $Cp_a = 1000 \text{ J/kgK}$
 - $Rg_a = 285,7 \text{ J/kgK}$



- Magnitudes principales del fluido calo portador, **agua**. El agua lo consideramos como un líquido incomprensible caloríficamente perfecto (LICP) con las siguientes propiedades:
 - $Cp_{ag_c} = 4187 J/kgK$
 - $Cp_{ag_f} =$
 - $\rho_{ag} = 996,5 kg/m^3$

La presión ambiente y la de escape en el MA son de 1atm, muy aproximadamente $1.10^5 Pa$

- **Coeficiente de operación** para máquinas de compresión mecánica.

Cuando con todo el calor residual no se pueda atender la totalidad de la demanda de frío, los sistemas de respaldo deben actuar. Se emplean entonces equipos de producción de frío por compresión mecánica. El coeficiente de operación en función de la temperatura media de cada mes se calcula con la siguiente expresión, y arroja los resultados mostrados en la tabla mostrada a continuación.

$$COP_{conv} = 4 - \frac{\bar{T}_{amb} - 15^{\circ}C}{30^{\circ}C - 15^{\circ}C} (4 - 1)$$

NOTA- Esta expresión es una correlación lineal a partir de datos de variación del COP dados por el fabricante

	COP_{conv}
Enero	5,76
Febrero	5,52
Marzo	5,02
Abril	5,56
Mayo	3,8
Junio	2,86
Julio	2,12
Agosto	2,22
Septiembre	2,9
Octubre	4,06
Noviembre	5,12
Diciembre	5,72

Tabla 44. Variación del COP_{conv} por meses. [Elaboración propia].

Su valor media será:

$$\overline{COP}_{conv} = \frac{\sum_{i=1}^{12} COP_{conv}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{12} COP_{conv}}{12} = 4,138$$



- **Coeficiente de operación para máquinas de absorción.**

Cuando haya calor residual disponible, para no desperdiciarlo, se empleara en máquinas de absorción para producir frío. Al ser máquinas térmicas, tienen una notable dependencia de las condiciones de temperatura ambientales. En la siguiente tabla se muestra la variación del coeficiente de operación, COP, para los distintos meses del año:

COP _{abs}	
Enero	0,7
Febrero	0,68
Marzo	0,6
Abril	0,55
Mayo	0,5
Junio	0,45
Julio	0,45
Agosto	0,5
Septiembre	0,55
Octubre	0,6
Noviembre	0,68
Diciembre	0,7

Tabla 45. Variación del COP_{abs} por meses. [Elaboración propia].

Su valor medio será:

$$\overline{COP}_{abs} = \frac{\sum_{i=1}^{12} COP_{abs}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{12} COP_{abs}}{12} = 0,58$$

- **Otros parámetros.** Hay una serie de parámetros que tienen una variación muy pequeña a lo largo de los meses del año, con lo que se consideran constante. Estos son:
 - Rendimiento del generador eléctrico del motor.
 - Rendimiento de la caldera de respaldo.



7.3 DESARROLLO DEL MÉTODO DE DIMENSIONADO PRELIMINAR.

7.3.1 Introducción

El desarrollo del dimensionamiento preliminar, una vez estudiados los parámetros del apartado anterior, requiere del estudio de las variables que caracterizan la cogeneración, el cual se muestra a continuación. Este hace posible que, junto con los resultados que muestra, obtener toda la cantidad de información necesaria objeto de este dimensionamiento preliminar.

En función de un determinado tamaño de motor, se va a hacer el cálculo de la energía aportada por cada uno, y se comprobará para cada uno de ellos el comportamiento de la planta frente a la demanda. Es decir, un estudio termodinámico del problema. En función de la potencia del motor se sabrá si, para la demanda media del distrito, que eficiencia se consigue, si existe necesidad de un sistema de respaldo energético, que cantidad de energía térmica genere, y varios aspectos más relacionados con el calor. Todo esto se muestra en el apartado “7.3 Estudio de la termodinámica del problema”.

También es muy importante dar a conocer los principales parámetros de diseño de una planta de cogeneración, los que la hacen atractiva y la mejor opción, a la hora de cubrir ciertas demandas energéticas: *Rendimiento Eléctrico Equivalente* (REE) e *Índice de Ahorro de Energía primaria* (IAE). El análisis completo de estos parámetros, que son función de los resultados arrojados por el estudio del apartado 7.3 se muestran en el apartado “7.3.3 Análisis preliminar”.

A partir del apartado “7.3.3”, puede hacerse el cálculo de otros parámetros de diseño también muy importantes, que son: *Índice de Ahorro de emisiones de CO₂* ($I\Delta CO_2$), así como *El Periodo de Amortización* (t). Este análisis se muestra en el apartado “7.3.3 Análisis de los resultados”, “7.3.4 Emisiones de CO₂” y “7.3.5 Análisis económico”.

7.3.2 Estudio termodinámico del problema

El dimensionamiento de la planta se ha hecho en base a un rango de 100 motores, cada uno con una potencia eléctrica determinada, que abarca desde los aproximadamente 100kW hasta casi los 7MW de potencia. De esta forma, podremos estudiar la variación de los parámetros principales de la cogeneración a lo largo de un amplio rango de valores que permita un estudio más detallado, hacer un profundo análisis de los resultados y un dimensionamiento preliminar mejor.



Dada la gran amplitud del rango, debe hacerse una serie de consideraciones y correlaciones que simplifiquen la tarea, no sin deteriorar la calidad de los resultados. Se irán mostrando a continuación.

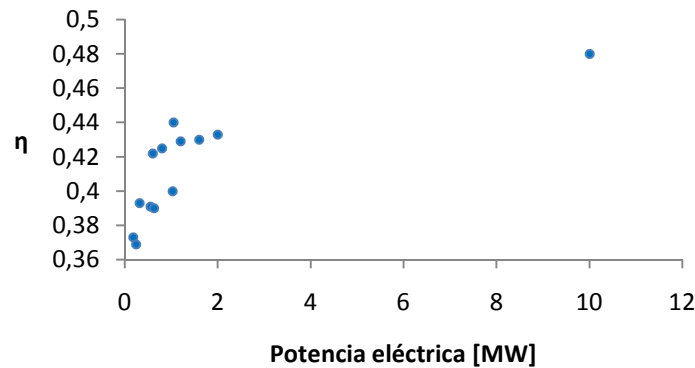
Resulta muy importante conocer el rendimiento que cada motor tiene, pero al tratarse de un elevado número de ellos, es útil desarrollar una relación entre tamaño y rendimiento a partir de un número de ellos más pequeño y accesible.

Se conocen entonces los datos de los rendimientos de trece motores (el valor medio a lo largo del año, dada su dependencia con la temperatura exterior) en función de sus potencias nominales, W_{dat} . Dichas potencias abarcan el rango propuesto, y de esta forma la correlación se adaptará más a la realidad. Los datos se muestran en la siguiente tabla.

Nr.	W_{dat} Potencia eléctrica [MW]	$\bar{\eta}_{dat}$
1	0,18	0,373
2	0,24	0,369
3	0,315	0,393
4	0,55	0,391
5	0,6	0,422
6	0,63	0,39
7	0,8	0,425
8	1,03	0,4
9	1,05	0,44
10	1,2	0,429
11	1,6	0,43
12	2	0,433
13	10	0,48

Tabla 46. Valores de potencias eléctricas para 13 motores y su rendimiento. [Elaboración propia].

Podemos representar una función que muestre la variación del rendimiento de los motores, en función de la potencia. El aspecto de la nube de puntos sería el siguiente:

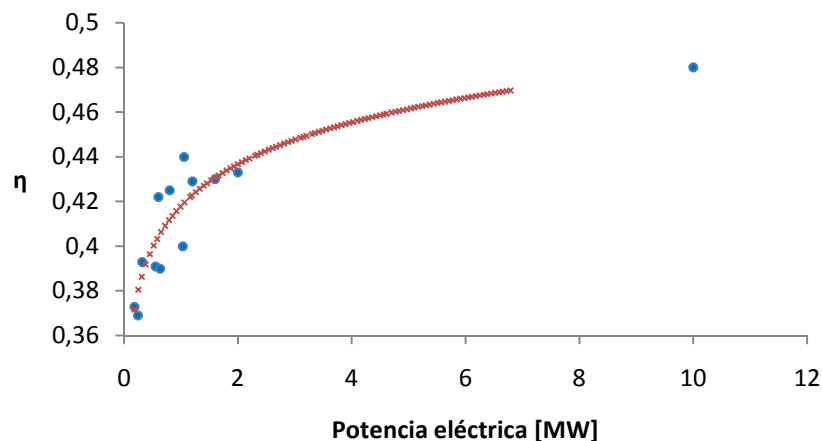


Gráfica 35. Relación entre rendimiento y potencia eléctrica para diversos motores. [Elaboración propia].

Para extender esta relación a toda la gama de motores, se propone un ajuste logarítmico con la siguiente expresión:

$$\bar{\eta}_{ma} = 0.027 \ln(W_{ne}) + 0.418$$

La potencia eléctrica del motor a conocer su rendimiento estimado, W_{ne} , debe introducirse en MW. La curva del ajuste muestra una evolución acorde a los 13 valores conocidos, pese a mostrar varianzas. Con lo cual, la asumimos válida para obtener a partir de ella el rendimiento de cada uno de los 100 motores.



Gráfica 36. Ajuste logarítmico que otorga a cada potencia eléctrica un rendimiento determinado. [Elaboración propia].

El ajuste muestra varianzas pero evoluciona acorde con los puntos azules, que son los puntos de los motores cuyos rendimientos son conocidos.



En la siguiente tabla se muestran las potencias de los motores considerados en el intervalo de potencias y los rendimientos asociados después del ajuste:

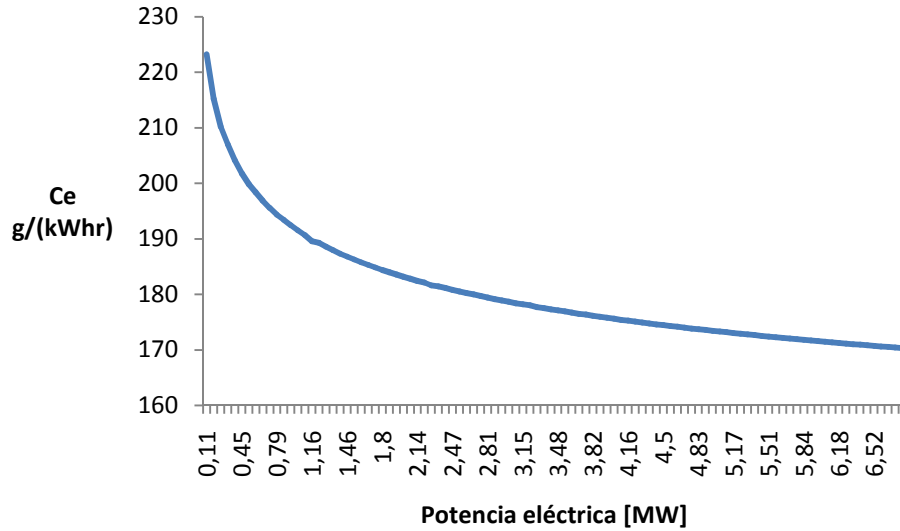
Nr.	W_{ne} [MW]	$\bar{\eta}_{ma}$	Nr.	W_{ne} [MW]	$\bar{\eta}_{ma}$	Nr.	W_{ne} [MW]	$\bar{\eta}_{ma}$	Nr.	W_{ne} [MW]	$\bar{\eta}_{ma}$
1	0,11	0,36	26	1,8	0,43	51	3,48	0,45	76	5,17	0,46
2	0,18	0,37	27	1,87	0,43	52	3,55	0,45	77	5,24	0,46
3	0,25	0,38	28	1,93	0,44	53	3,62	0,45	78	5,3	0,46
4	0,31	0,39	29	2	0,44	54	3,69	0,45	79	5,37	0,46
5	0,38	0,39	30	2,07	0,44	55	3,75	0,45	80	5,44	0,46
6	0,45	0,40	31	2,14	0,44	56	3,82	0,45	81	5,51	0,46
7	0,52	0,40	32	2,2	0,44	57	3,89	0,45	82	5,57	0,46
8	0,58	0,40	33	2,3	0,44	58	3,96	0,46	83	5,64	0,46
9	0,65	0,41	34	2,34	0,44	59	4,02	0,46	84	5,71	0,47
10	0,72	0,41	35	2,4	0,44	60	4,1	0,46	85	5,77	0,47
11	0,79	0,41	36	2,47	0,44	61	4,16	0,46	86	5,84	0,47
12	0,85	0,41	37	2,54	0,44	62	4,23	0,46	87	5,91	0,47
13	0,92	0,42	38	2,61	0,44	63	4,29	0,46	88	5,98	0,47
14	0,99	0,42	39	2,67	0,44	64	4,36	0,46	89	6,05	0,47
15	1,06	0,42	40	2,74	0,45	65	4,43	0,46	90	6,11	0,47
16	1,16	0,42	41	2,81	0,45	66	4,5	0,46	91	6,18	0,47
17	1,19	0,42	42	2,88	0,45	67	4,56	0,46	92	6,25	0,47
18	1,26	0,42	43	2,945	0,45	68	4,61	0,46	93	6,32	0,47
19	1,33	0,43	44	3,01	0,45	69	4,7	0,46	94	6,38	0,47
20	1,4	0,43	45	3,1	0,45	70	4,77	0,46	95	6,45	0,47
21	1,46	0,43	46	3,15	0,45	71	4,83	0,46	96	6,52	0,47
22	1,53	0,43	47	3,2	0,45	72	4,9	0,46	97	6,59	0,47
23	1,6	0,43	48	3,3	0,45	73	4,97	0,46	98	6,65	0,47
24	1,66	0,43	49	3,35	0,45	74	5,04	0,46	99	6,72	0,47
25	1,73	0,43	50	3,42	0,45	75	5,1	0,46	100	6,79	0,47

Tabla 47. Intervalo de motores contemplados y sus rendimientos estimados mediante ajuste logarítmico. [Elaboración propia].

A partir de los datos rendimientos y conociendo el poder calorífico del gas natural, podemos calcular el consumo específico del motor alternativo en todo el rango estudiando. La expresión a aplicar es la siguiente:

$$C_{e_{ma}} = \frac{1}{L_i \bar{\eta}_{ma}}$$

El resultado se puede apreciar gráficamente a continuación:



Gráfica 37. Consumo específico de un motor alternativo en función de su potencia.
[Elaboración propia].

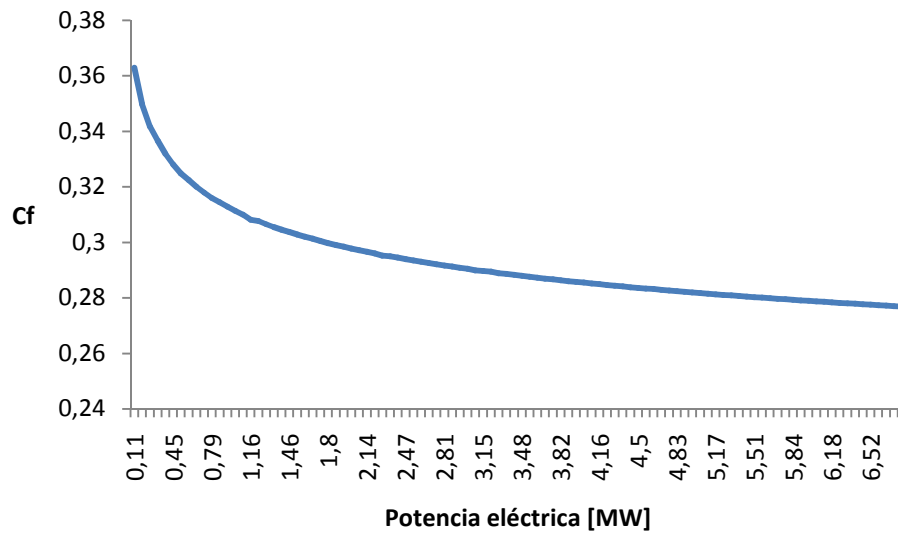
Para decidir que método de obtención de la energía de refrigeración resulta más económico, es necesario calcular el parámetro C_f . Si $C_f > 1$ significa que el equipo convencional requiere mayor energía primaria y se instalarían máquinas de absorción con calderas. Lo contrario se daría si $C_f < 1$.

La expresión a partir de la cual se obtiene el valor de este parámetro es:

$$C_f = \frac{\overline{COP}_{abs} \eta_q}{\overline{COP}_{conv} \bar{\eta}_{ma} \eta_{ge}}$$

Los coeficientes de operación que se emplearán serán los *medios* calculados previamente. Al considerarse el mismo COP (tanto convencional como de absorción), el mismo rendimiento de caldera y el mismo rendimiento del generador eléctricos para todos los motores del rango propuesto, el único parámetro que hace variar C_f de uno a otro es el rendimiento del motor.

Puesto que de este parámetro solo es útil saber si mayor o menos que uno, se muestra gráficamente. Se puede apreciar que C_f apenas varia, y deja ver que para cualquiera de los motores elegidos, deberá diseñarse un sistema de apoyo tipo convencional.



Gráfica 38. Valor del parámetro C_f en función de la potencia del motor. [Elaboración propia].

Además, en la *gráfica 38* puede apreciarse como a mayor potencia del motor instalado, mas económico resulta utilizar equipos convencionales frente a equipos de absorción.

El calor residual puede calcularse a partir de un balance de energía del motor, considerando que la energía primaria del combustible se disipa en energía mecánica, energía térmica por el tubo de escape y un pequeño término de pérdidas debidas a radiación. El resultado es el siguiente:

$$\bar{Q}_r = \frac{W_{ma}}{\bar{\eta}_{ma}} \left[1 - \left[RQ_{pma} + \frac{RAC_{ma} + 1}{L_i} Cp_a (Te_{ma} - \bar{T}_{ext}) \right] \right] - W_{ma}$$

Donde:

- W_{ma} : Energía mecánica obtenida del motor, $W_{ma} = \frac{W_{ne}}{\eta_{gen}}$
- $\bar{\eta}_{ma}$: Rendimiento del MA.
- RQ_{pma} : Pérdidas en el MA debidas a radiación.
- RAC_{ma} : Relación aire combustible en el MA.
- L_i : Poder calorífico inferior del combustible (gas natural).
- Cp_a : Capacidad calorífica del aire.
- Te_{ma} : Temperatura de salida de los gases de escape.
- \bar{T}_{ext} : Temperatura media exterior.



Al introducirse en la expresión la temperatura media exterior durante todo el año, obtendremos el calor residual medio obtenido durante los 12 meses.

Podemos definir la energía primaria requerida a partir de los anteriores parámetros como:

$$\bar{F}_{ma} = \frac{W_{ma}}{\eta_{ma}}$$

Dicha energía podemos convertirla a flujo de combustible introduciendo en la expresión el término del poder calorífico del combustible. Entonces, la masa media de combustible para el motor alternativo será:

$$\bar{m}\bar{c}_{ma} = \frac{\bar{F}_{ma}}{L_i}$$

Podemos calcular ahora la masa media de aire para la mezcla:

$$\bar{m}\bar{a}_{ma} = \bar{m}\bar{c}_{ma} RAC_{ma}$$

La masa total de gas y aire para la caldera de respaldo será:

$$\bar{m}\bar{t}_{ma} = \bar{m}\bar{c}_{ma} + \bar{m}\bar{a}_{ma}$$

La temperatura de los gases de escape de la caldera se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$\bar{T}_{s_cald} = \bar{T}_{ext} + \frac{L_i}{(RAC_c + 1)Cp_a} (1 - \eta_q - RQ_{pc})$$

Donde:

- RAC_c : Relación aire combustible en la caldera.
- η_q : Rendimiento del quemador de la caldera.
- RQ_{pc} : Pérdidas en la caldera en relación a la energía primaria.



Al haber introducido en dicha expresión la temperatura media \bar{T}_{ext} la temperatura calculada es la media de la de los gases de escape durante el año.

Una vez conocido el calor residual disponible se puede determinar su reparto para la demanda de calor y frío y, al mismo tiempo, dar valores de los equipos de respaldo que se pueden requerir.

Desde un primer momento, podemos conocer cuál es la demanda total de frío y calor. El cálculo se hará para valores medios, y obtendremos el total de calor medio anual requerido para satisfacer la demanda media \bar{Q}_{util_max} . Debe tenerse en cuenta que para el frío producido a partir de calor residual se emplean máquinas de absorción, con lo que se introduce en la expresión el COP medio de dicho elemento.

$$\bar{Q}_{util_max} = (\bar{Q}_{d_c} + \bar{Q}_{per_d_c}) + \left(\frac{\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{per_d_f}}{COP_{abs}} \right)$$

El primer término en paréntesis es la demanda de calefacción total a cubrir, considerando las pérdidas térmicas por distribución. Las mismas pérdidas en el anillo, pero para frío, se han añadido en la demanda de frío total a cubrir, reflejada en el segundo término entre paréntesis.

Numéricamente, podemos darle a este parámetro su valor:

$$\bar{Q}_{util_max} = (1,37 + Q_{c_per}) + \left(\frac{2,44 + Q_{f_per}}{0,58} \right)$$

Para cada uno de los 100 motores contemplados, obtenemos cierta cantidad de calor residual medio anual, \bar{Q}_r , y la diferencia de este valor y el calor máximo útil a producir para satisfacer el 100% de la demanda, nos lanza un balance medio.

$$\bar{Q}_{balance} = \bar{Q}_r - \bar{Q}_{util_max}$$

- Si $\bar{Q}_{balance} > 0$, el calor residual es superior al total requerido.

El resultado pasará a dar a la nueva variable $\bar{Q}_{excedente}$ el valor de $\bar{Q}_{balance}$ (la cuál cuantifica la cantidad de calor excedentario).

- Si $\bar{Q}_{balance} < 0$, el calor residual es inferior al total demandado.

El resultado pasará a dar a la nueva variable $\bar{Q}_{excedente}$ el valor de 0W (lo cual significa que no hay excedente de calor).

El resultado de dicho balance, en el primer caso, supone un desperdicio de calor por generarse en exceso. Esto tiene una consecuencia directa en el *REE* y debe evitarse en el dimensionamiento de la planta. Respecto al segundo caso $\bar{Q}_{balance}$, no nos da la energía complementaria requerida, ya que para ello se debe tener en cuenta determinados coeficientes, que son: en el caso de ser necesario calor extra, el rendimiento de las calderas de respaldo; en el caso de requerirse frío extra, los coeficientes de operación de las máquinas que lo producen junto con el rendimiento de las calderas de respaldo.

Para el frío de respaldo, que es el más habitual de reforzar debido a su alto valor de demanda, se tienen en cuenta los coeficientes de operación en la siguiente expresión. Dicha magnitud es función del calor residual, que depende a su vez del tamaño del motor.

$$\bar{W}_{e_f_respaldo} = \frac{(\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_d_f}) - [\bar{Q}_r - (\bar{Q}_{d_c} + \bar{Q}_{perd_d_c})]\bar{COP}_{abs}}{\bar{COP}_{conv}}$$

Haciendo énfasis en que se trata de magnitudes medias, en el cociente se muestra la diferencia entre el frío total a repartir menos el aporte que puede dar el calor residual en caso de sobrar, pasando por la máquina de absorción. Si dividimos esto por el COP de la máquina de producción de frío (al darse en todos los casos $Cf < 1$ queda claro que será de compresión mecánica) obtenemos la energía necesaria, en forma de electricidad, para alimentar los compresores del ciclo de refrigeración.

El signo de esta expresión supone las siguientes conclusiones:

- Si es > 0 , producción de frío con sistemas de respaldo es requerido, en mayor o menor medida dependiendo del calor residual disponible.
- Si es < 0 , no se requieren sistemas de respaldo y la demanda de frío y calor.

Los resultados indican que $\bar{W}_{e_f_respaldo}$ es mayor que cero para la gran mayoría de motores, excepto para los de mayores potencias, debido a que desprenden una gran cantidad de calor residual que puede cubrir el 100% de la demanda térmica.

Dada la gran amplitud del intervalo de motores estudiado, es necesario implementar un algoritmo para determinar las siguientes magnitudes:

- Potencia (eléctrica) de frío de respaldo \bar{W}_{e_f} .
- Potencia de la caldera de respaldo \bar{Q}_{cald_resp} .

- Potencia de absorción disponible $\bar{Q}_{r_f_abs}$.

Los algoritmos serán descritos a continuación:

a) Algoritmo para determinar la potencia de frío de respaldo.

Para saber si se requiere frío de respaldo y cuánto en el intervalo estudiado, en la hoja de cálculos se ha incluido un algoritmo condicional que trabaja de la siguiente manera y asignará a la magnitud antes descrita $\bar{W}_{e_f_respaldo}$, un valor, en algunos casos distintos al que resulta de calcular su expresión anterior. La nueva expresión se designará como \bar{W}_{e_f} .

- En el caso de que el parámetro $\bar{Q}_{balance}$ sea mayor que cero, lo cual significa que el calor residual puede englobar toda la demanda de calor y frío, $\bar{W}_{e_f_respaldo}$ tomará el valor de 0W.
- En el caso de que el parámetro $\bar{Q}_{balance}$ sea menor que cero, lo cual significa que el calor residual no puede atender completamente la demanda de calor y frío, $\bar{W}_{e_f_respaldo}$ tomará un valor con el que cubrirá el déficit de frío.
 - Si además de no poder atender la demanda completa de calor y frío, la de calor, aislada de la de frío, tampoco puede serlo, $\bar{W}_{e_f_respaldo}$ adquirirá el valor de la energía eléctrica requerida para generar el 100% del frío, dada por la expresión:

$$\frac{\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_d_f}}{\bar{COP}_{conv}}$$

- Si ocurre lo contrario, es decir, me sobra energía térmica del calor residual, puedo emplear este en máquinas de absorción y cubrir la demanda de frío parcialmente. Entonces el parámetro \bar{W}_{e_f} adquirirá el valor $\bar{W}_{e_f_respaldo}$ calculado inicialmente.

b) Algoritmo para determinar la potencia de la caldera de respaldo

Para saber si se requiere calor de respaldo y cuánto en el intervalo estudiado, en la hoja de cálculos se ha incluido un algoritmo condicional que trabaja de la siguiente manera y asignará a la nueva magnitud \bar{Q}_{cald_resp} un determinado valor en función de las siguientes premisas:

- Si la magnitud $\bar{Q}_{balance}$ es mayor que cero, siendo el calor residual superior al demandado, no se requiere respaldo y \bar{Q}_{cald_resp} toma el valor de cero.
- Si por el contrario $\bar{Q}_{balance}$ es menor que cero:



- Si el calor residual es inferior al calor demandado junto con las pérdidas de distribución atribuidas, el equipo de apoyo tendrá que aportar el calor resultante de la diferencia entre ambos, es decir:

$$\bar{Q}_{cald_resp} = (\bar{Q}_{d_c} + \bar{Q}_{perd_d_c}) - \bar{Q}_r$$

- Si el calor residual es superior al demandado junto con las pérdidas de distribución atribuidas, no se requerirá equipo de apoyo ($\bar{Q}_{cald_resp} = 0$) pero no obstante, *si para frío*.

Conociendo el calor de respaldo necesario, en caso de necesitarse en la planta, puedo obtener el valor de la energía primaria para las calderas utilizando el rendimiento supuesto del quemador:

$$\bar{F}_{cald} = \frac{\bar{Q}_{cald_resp}}{\eta_q}$$

Dicha energía podemos convertirla a flujo de combustible introduciendo en la expresión el término del poder calorífico del combustible. Entonces, la masa media de combustible para la caldera de respaldo se:

$$\bar{m}c_{cald} = \frac{\bar{F}_{cald}}{L_i}$$

Podemos calcular ahora la masa media de aire para la mezcla:

$$\bar{m}a_{cald} = \bar{m}c_{cald} RAC_{cald}$$

La masa total de gas y aire para la caldera de respaldo será:

$$\bar{m}t_{cald} = \bar{m}c_{cald} + \bar{m}a_{cald}$$



c) Algoritmo para determinar la potencia de absorción disponible.

Para conocer cuánto frío por absorción hay disponible a partir del calor residual, en la hoja de cálculos se ha incluido un algoritmo condicional que trabaja de la siguiente manera y asignará a la nueva magnitud $\bar{Q}_{r_f_abs}$ un determinado valor en función de las siguientes premisas:

- En el caso de $C_f > 1$, la magnitud $\bar{Q}_{r_f_abs}$ adquirirá el valor de toda la potencia térmica requerida para cubrir el 100% de la demanda con máquinas de absorción. Se aplicaría entonces la siguiente expresión:

$$\frac{\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_d_f}}{\overline{COP}_{abs}}$$

Halla o no exceso de calor residual para emplearlo en producción frío, las máquinas de absorción se instalarán igualmente. Como ya se aclaró antes, en ningún caso el coeficiente C_f es superior a la unidad y dicho criterio no será necesario de aplicar en este proyecto.

- En los casos en los que se trabaja, con $C_f < 1$:
 - La magnitud $\bar{Q}_{r_f_abs}$ adquirirá el mismo valor que en la premisa anterior siempre que el calor residual \bar{Q}_r , resulte ser mayor que la demanda total de calor (para calefacción y climatización).
 - En caso de que ocurra lo contrario con el calor residual:
 - Si el calor residual es incluso menor que la demanda de calor, no se tiene aporte extra para frío por absorción y $\bar{Q}_{r_f_abs} = 0$.
 - Si el calor residual supera la demanda de calor, lo que sobra no se desperdicia y se considera potencia de frío por absorción disponible. La cantidad vendrá dada por la siguiente expresión:

$$\bar{Q}_{r_f_abs} = \bar{Q}_r - (\bar{Q}_{d_c} + \bar{Q}_{perd_d_c})$$

Cuando tengamos calor residual disponible para convertirlo en frío, resultante del algoritmo anterior, el frío que podemos obtener a partir de él lo conoceremos aplicando el \overline{COP}_{abs} . Así, definimos el siguiente parámetro \bar{Q}_{f_abs} :

$$\bar{Q}_{f_abs} = \bar{Q}_{r_f_abs} \overline{COP}_{abs}$$

En los casos en los que $\bar{Q}_{r_f_abs} > 0$, resultaría interesante conocer que potencia de frío se está produciendo realmente con el sistema de respaldo \bar{Q}_{f_conv} , y así poder compararla con la total demandada y hacer estudios posteriores de ahorro de energía:

$$\bar{Q}_{f_conv} = (\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_d_f}) - \bar{Q}_{f_abs}$$

Con la siguiente expresión para \bar{Q}_{res_usado} , conoceremos la cantidad de calor residual que se utiliza. Se trata de la diferencia entre el calor total demandado para aplicaciones de calefacción y absorción, menos el calor de respaldo necesitado.

$$\bar{Q}_{res_usado} = (\bar{Q}_{d_c} + \bar{Q}_{perd_d_c} + \bar{Q}_{r_f_abs}) - \bar{Q}_{cald_resp}$$

Para cada motor tenemos un valor de potencia de frío por absorción determinado $\bar{Q}_{r_f_abs}$, que también arrojará valores para \bar{Q}_{res_usado} en función del tamaño del motor alternativo.

Conociendo el calor útil utilizado y restando las pérdidas térmicas en su reparto, obtendremos el calor puramente suministrado a los demandantes $\bar{Q}_{útil_usado}$. Para ello, se emplea la siguiente expresión:

$$\bar{Q}_{útil_usado} = \bar{Q}_{res_usado} - (\bar{Q}_{perd_d_c} + \bar{Q}_{perd_d_f}')$$

Donde:

- $\bar{Q}_{perd_d_f}'$: Corresponde a las pérdidas del frío producido a partir del calor residual, que al suponer una parte del frío total, dichas pérdidas son también una parte de las totales calculadas. Se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$\bar{Q}_{perd_d_f}' = \bar{Q}_{perd_d_c} \chi$$

Donde:

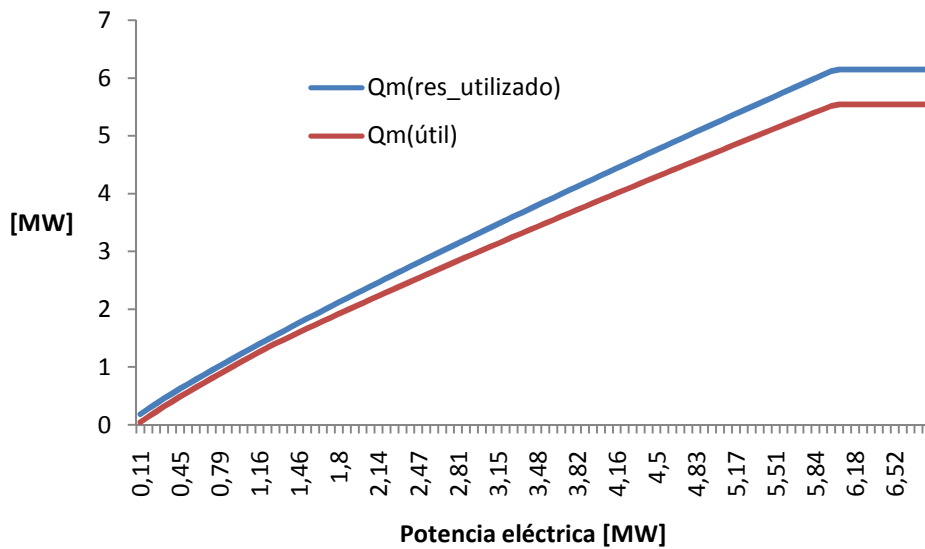
- χ : Parte proporcional del frío producido por calor útil respecto al total demandado. Su expresión es la siguiente:

$$\chi = \frac{\bar{Q}_{r_f_abs}}{\bar{Q}_{d_f}}$$

Podemos reescribir la expresión de $\bar{Q}_{\text{útil_usado}}$ como sigue:

$$\bar{Q}_{\text{útil_usado}} = \bar{Q}_{\text{res_usado}} - \left(\bar{Q}_{\text{per_d_c}} + \bar{Q}_{\text{per_d_f}} \frac{\bar{Q}_{r_f_abs}}{\bar{Q}_{d_f}} \right)$$

Resulta útil representar gráficamente los parámetros $\bar{Q}_{\text{res_usado}}$ y $\bar{Q}_{\text{útil_usado}}$ en función del tamaño del motor:



Gráfica 39. Valor de los parámetros $\bar{Q}_{\text{res_usado}}$ y $\bar{Q}_{\text{útil_usado}}$ en función de la potencia del motor.
[Elaboración propia].

La diferencia entre ambas líneas son las pérdidas en el anillo de distribución.

Las pérdidas medias de calor en pérdidas por transferencia de calor también deben tenerse en cuenta. Se calcula a partir de la expresión:

$$\bar{Q}_{\text{perd_tc}} = RQ_{\text{perd_ma}}\bar{F}_{ma} + RQ_{\text{perd_cald}}\bar{F}_{cald} + \bar{Q}_{\text{perd_gen}} + \bar{Q}_{\text{perd_d_c}}$$

Todos los términos han sido definidos anteriormente, a excepción del cuarto $\bar{Q}_{\text{perd_d_c}}$, que es la energía mecánica no convertida en electricidad, la cual se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$\bar{Q}_{\text{perd_d_c}} = \bar{W}_{ma} - W_{ne}$$

Las pérdidas medias mensuales por los escapes del motor alternativo y caldera debido a su alta temperatura, se calculan en función de su diferencia de temperatura con el ambiente. Al ser la cantidad de aire mucho mayor que la de gas natural, se considera la capacidad calorífica de la mezcla la del aire. Así, podemos establecer la siguiente expresión:

$$\bar{Q}_{per_esc} = \bar{m}\bar{t}_{ma}Cp_a(Te_{ma} - \bar{T}_{amb}) + \bar{m}\bar{t}_{cald}Cp_a(\bar{T}_{sc} - \bar{T}_{amb})$$

Junto con las pérdidas por transferencia de calor, el total de pérdidas medias son:

$$\bar{Q}_{perd_tot} = \bar{Q}_{perd_tc} + \bar{Q}_{per_esc}$$

Es muy importante calcular el excedente y déficit eléctrico. Se define como:

$$\Delta\bar{W}_{ne} = \left(\bar{W}_{ne} + \frac{\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_d_f}}{\bar{COP}_{conv}} \right) - (\bar{W}_{e_f} + \bar{W}_{d_e} + \bar{W}_b)$$

- Si $\Delta\bar{W}_{ne} > 0$, hay excedente eléctrico.

Se da entonces a la nueva variable, $\bar{W}_{excedente}$ el valor de $\Delta\bar{W}_{ne}$.

- Si $\Delta\bar{W}_{ne} < 0$, hay déficit eléctrico.

Se da entonces a la nueva variable, $\bar{W}_{déficit}$ el valor $-\Delta\bar{W}_{ne}$.

El primer paréntesis representa toda la electricidad disponible en la planta. El primer término es la generada, acorde a la potencia de la planta, y el segundo la comprada para abastecer los sistemas de respaldo de frío por compresión mecánica.

El segundo paréntesis representa los usos en los que se emplea, que son: el sistema de respaldo de producción de frío, la demanda eléctrica de los clientes y la alimentación de las bombas.



Resulta interesante comentar que, en el caso de que el calor residual no pueda aportar calor para el sistema de absorción, ocurre lo siguiente:

$$\frac{\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_{d_f}}}{COP_{conv}} = \bar{W}_{e_f}$$

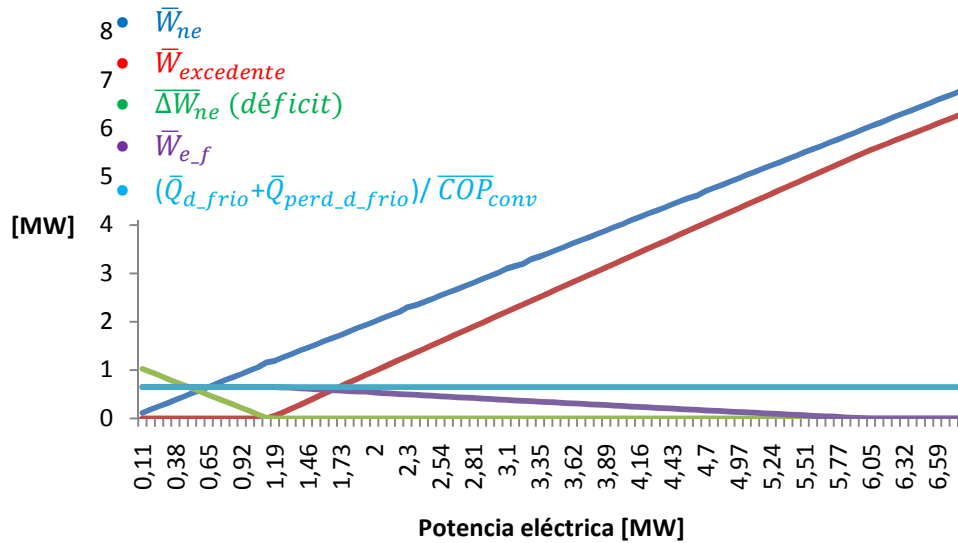
Esto solo ocurre en los 17 primeros motores del intervalo propuesto, debido a su baja potencia.

Dependiendo del modo de funcionamiento de la planta, la energía eléctrica producida por el motor se emplea directamente en los equipos de refrigeración. La expresión del déficit entonces quedaría expresada como:

$$\bar{\Delta W}_{ne} = W_{ne} - (\bar{W}_{e_f} + \bar{W}_{d_e} + \bar{W}_b)$$

Independientemente del valor de esta magnitud media mensual, representa la cantidad de energía eléctrica con la que se puede comercializar, o la que debo comprar para poder hacer funcionar la planta adecuadamente. En el primer caso, estamos hablando de excedente eléctrico, y en el segundo de déficit. Ambos están representados en la siguiente gráfica con líneas roja y verde respectivamente.

A su vez se representa en azul la función $y = \bar{W}_{ne}$ de los tamaños de motor para poder comparar visualmente con la línea de excedente $\bar{\Delta W}_{ne}$ (*excedente*). El frío de respaldo requerido para cada motor está representado en morado, junto con una función constante en color azul claro, que representa el consumo de electricidad necesario para atender el 100% de la demanda de frío.



Gráfica 40. Valores de varias magnitudes en función del tamaño del motor. [Elaboración propia].

La electricidad total media producida por la planta será:

$$\bar{W}_{e_t} = \bar{W}_{e_d} + \bar{W}_{e_f} + \Delta \bar{W}_{ne} - \frac{\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_d_f}}{\bar{COP}_{conv}}$$

Se corresponde con la suma de electricidad demanda por los clientes, la empleada en máquinas de refrigeración convencionales, el excedente eléctrico obtenido (que puede ser también déficit, y convertirse en una magnitud negativa), menos la ahorrada debido a la producción de frío parcial por medio del calor residual (solo en el caso de que sea superior a la demanda de calor, teniendo en cuenta las pérdidas térmicas por su distribución a su vez).

La media de la energía primaria total requerida para el funcionamiento de la planta será: la necesaria para el motor en función de su potencia eléctrica, y la requerida en sistemas de respaldo para calor y frío. En este mismo orden, se presentan en la siguiente expresión:

$$\bar{F}_{planta} = \bar{F}_{ma} + \bar{F}_{cald} + \bar{F}_f$$

El tercer término, correspondiente a la energía primaria requerida para el sistema de frío de respaldo, se obtiene a partir de términos de déficit eléctrico, el cuál supondrá un aumento en el consumo total medio de energía primaria por parte



de la planta de cogeneración. Con esta consideración, convirtiendo $\bar{F}_{ma} + \bar{F}_{cald}$ en un nuevo término \bar{F} :

$$\bar{F}_{planta} = \bar{F} + \bar{F}_{deficit}$$

Donde:

$$\circ \quad \bar{F}_{deficit} = \frac{\bar{W}_{deficit}}{\bar{\eta}_{ma}\eta_{gen}}$$

Es importante tener claro que dentro del consumo de energía primaria de la planta de cogeneración, tan solo hablamos en términos de gas natural. Con lo cual, la electricidad comprada será expresada en términos de dicho combustible para hacer que sea posible incluirlo en los cálculos. Para ello, hacemos uso del rendimiento eléctrico de la red η_{red_e} , actualmente del 0,45 [DOC02]:

$$\bar{F}_{deficit} = \frac{\bar{W}_{deficit}}{\bar{\eta}_{red_e}}$$

El término de $\bar{W}_{deficit}$, se considera una entrada de energía a la planta, cuyo gasto en energía primaria también se considera parte de ella.

7.3.3 Análisis preliminar

A partir de los datos arrojados en el estudio del apartado anterior, se da paso al cálculo de los parámetros de cogeneración y su posterior análisis.

Rendimiento eléctrico equivalente.

El rendimiento eléctrico equivalente, REE , se calcula a partir de la siguiente definición, que es una expresión para un cálculo global de toda la planta. Esta contempla la posibilidad de que la compra de electricidad sea relevante y/o sobre todo si la caldera de respaldo ha de proporcionar una cantidad significativa de energía.

$$REE = \frac{W_{ne} + \bar{W}_{deficit}}{\bar{F}_{planta} - \frac{\bar{Q}_{util} + \bar{Q}_{cald_resp}}{\eta_q}}$$



El factor de utilización de energía, que toma en consideración la posibilidad de comprar electricidad y emplear calderas de respaldo, se calcula de la siguiente manera:

$$FUE = \frac{W_{ne} + \bar{W}_{deficit} + \bar{Q}_{\text{útil}} + \bar{Q}_{cald_resp}}{\bar{F}_{planta}}$$

Ahorro de energía primaria.

El ahorro de energía primaria será pues, la diferencia entre el consumo a asumir si se considera que el calor demandado se genera a parte (además de la que supone la demanda eléctrica supuesta), menos el real consumido en el que dicho calor es recuperado de la energía primaria inyectada:

$$\Delta F = \bar{F}_{no_cog} - \bar{F}_{planta}$$

Donde:

$$\bar{F}_{no_cog} = \frac{\bar{Q}_{cald_resp}}{\eta_q} + \frac{\bar{W}_{d_e} + \bar{W}_{excedente}}{\bar{\eta}_{ma}\eta_{gen}}$$

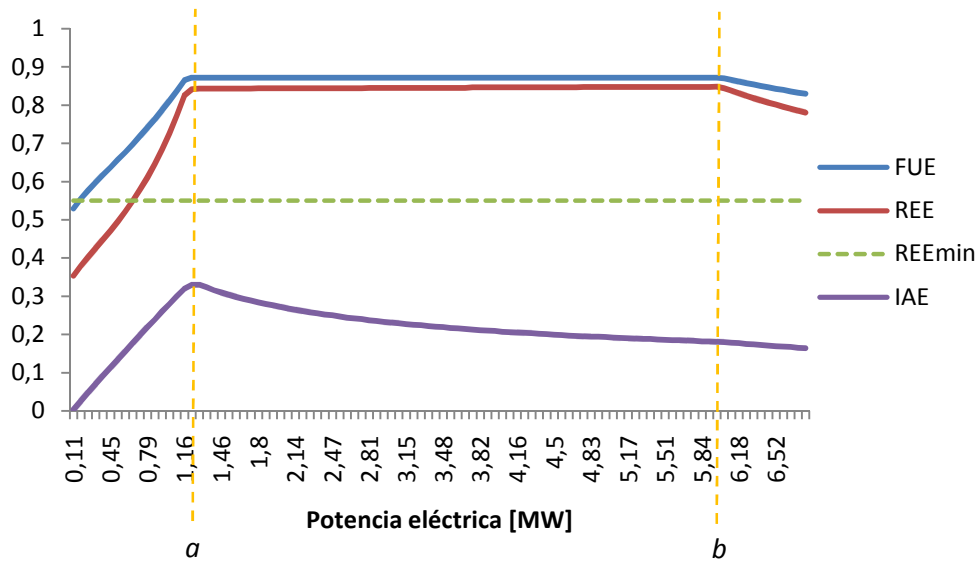
Este término representa la energía primaria media total en caso de una planta que no cogenerateda pero que produce la misma potencia y calor que una de cogeneración. Siempre será mayor que \bar{F}_{planta} porque el calor se produce a parte. Esta magnitud sirve para definir el siguiente parámetro de diseño.

Índice de ahorro de Energía primaria.

Se define de la siguiente manera:

$$IAE = \frac{\Delta F}{\bar{F}_{no_cog}}$$

Los parámetros hasta ahora definidos, *Rendimiento Eléctrico Equivalente*, *Factor de Utilización de la Energía primaria* e *Índice de Ahorro de Energía primaria* son los más importantes a tener en cuenta a la hora de seleccionar un motor, que para cada potencia nominal de este, adquirirán un valor. En análisis posteriores estos datos se harán fundamentales para el dimensionamiento adecuado de la planta. Podemos representarlos conjuntamente en la siguiente gráfica:



Gráfica 41. Variación de los principales parámetros de cogeneración con la potencia nominal del motor térmico. [Elaboración propia].

Según la tabla del Anexo I del RD 661-2007, el *REEmin* para instalaciones con motor térmico que consuman gas natural es de 0,55 (marcada por la línea verde en la gráfica 41).

En la *gráfica 41* existen 3 regiones claramente diferenciables, delimitadas por las líneas verticales en color amarillo, que cortan el eje horizontal en los puntos *a* y *b*. El análisis de los tres intervalos es muy importante para comprender el cambio en el comportamiento de las magnitudes representadas en la *gráfica 41*.

$W_{ne} < a$: La potencia de estos motores es muy baja para cubrir la demanda térmica. Se requieren altas cantidades de calor de respaldo y compra de energía eléctrica a la red para satisfacer la demanda, lo cual supone un aumento en la energía primaria. La pequeña venta de electricidad y energía térmica hacen también que el REE sea muy bajo (para ciertos motores inferior el mínimo exigido).

Al paso que la potencia nominal crece, lo hace la cantidad de energía con la que comercializar, y el mayor aprovechamiento del calor residual hace también que el FUE sea más alto.

$W_{ne} = a$: En este punto, la demanda de electricidad y calefacción está satisfecha. No es necesario el uso de calderas de respaldo.

$W_{ne} > a, W_{ne} < b$: Los motores en este intervalo crean más potencia eléctrica que la demandada, creando un excedente eléctrico. El calor residual también supera la demanda, y el restante se usa en máquinas de absorción para cubrir la demanda de frío.

El excedente eléctrico se vende a la red, o bien se usa para apoyar la producción de frío de respaldo. En función de lo que más rentable barato resulte, decido que



hacer con él: usarlo para producir frío, o venderlo a la red y comprar electricidad de ella para producir frío. La opción más barata es la segunda.

El REE queda compensado en esta franja porque por un lado, el excedente de calor residual lo uso para reducir el consumo de los equipos de frío, pero el excedente eléctrico no lo uso para tal fin, si no para venderlo, lo que me obliga a comprar más electricidad.

A medida que nos acercamos al punto b , menos frío de respaldo requiero

- Para valores mayores que b : Tanto el FUE como el REE están empezando a tomar valores decrecientes. Tengo electricidad con la que comerciar, pero sin embargo estoy empezando a producir una cantidad de calor a la que no puedo darle uso, y debe ser desperdiciado, lo cual me disminuye el rendimiento notablemente.

No interesa seleccionar un motor en esta zona. Si se requiere potencias altas, superiores a la que marca el punto b , lo aconsejable es inclinarse por la modularización, es decir, seleccionar más de un motor que en conjunto satisfagan la demanda completa, de potencias más pequeñas, que hagan la planta más eficiente y rentable.

- Para valores entre a y b . Se trata de la zona donde el REE y el FUE es máximo, con lo cual, la planta trabaja muy eficientemente, cumple con los requisitos legales y el periodo de amortización es el más pequeño.

A partir del punto a puedo comenzar a vender electricidad y calor, que es lo que realmente hace que el REE y el FUE sean altos.

En el punto a , el IAE ha alcanzado un máximo, y elegir un motor de este tamaño resultaría la opción más limpia. No obstante es posible que se requieran mayores potencias y debe irse a motores mayores.

$W_{ne} = b$: En este punto, el calor residual producido es suficiente para atender la demanda de calefacción y climatización sin respaldo alguno. Su valor $W_{ne,b}$ esta dado por la suma de la demanda del calor necesario para atender la demanda de calor y frío (producida mediante absorción) junto con las pérdidas asociadas a su distribución.

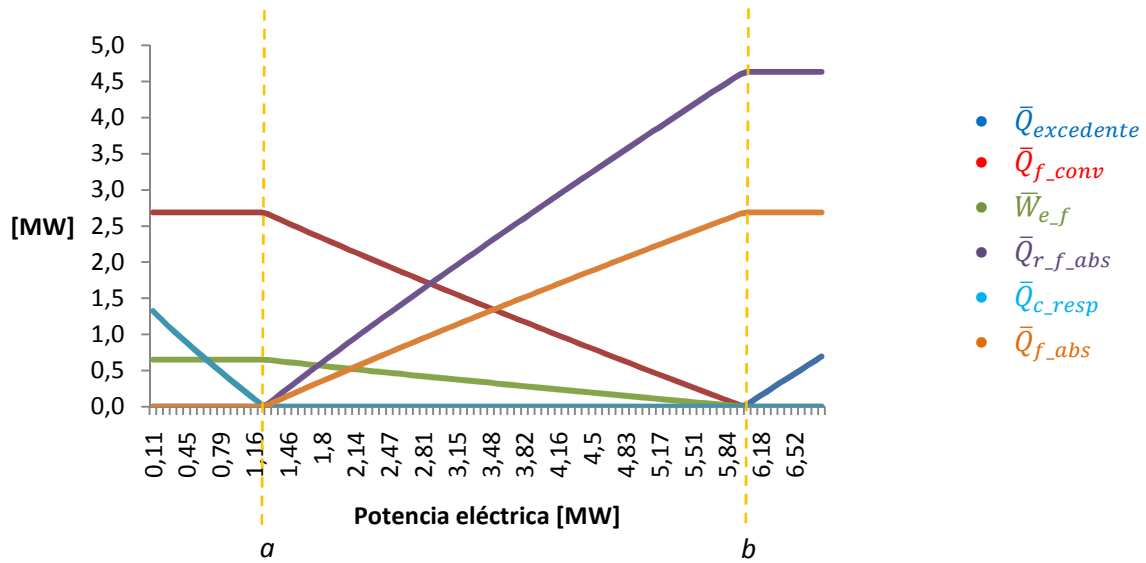
$$W_{ne,b} = (\bar{Q}_{d_c} + \bar{Q}_{per_{d_c}}) + \left(\frac{\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{per_{d_f}}}{COP_{abs}} \right)$$

$$W_{ne,b} = 6,08 \text{ MW}$$

$W_{ne} > b$: El REE comienza a caer debido a que estando ya la demanda de calor y frío cubierta, no hay aplicación alguna en la que usarlo, con lo cual se libera al ambiente, quedando inutilizado.

La siguiente batería de gráficas sirve para un análisis más profundo. En ellas se incluye el estudio de la evolución de las variables entre los 3 intervalos definidos anteriormente.

La primera gráfica, referente al calor y su reparto entre frío y calor se muestra a continuación.



Gráfica 42. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 1.
[Elaboración propia].

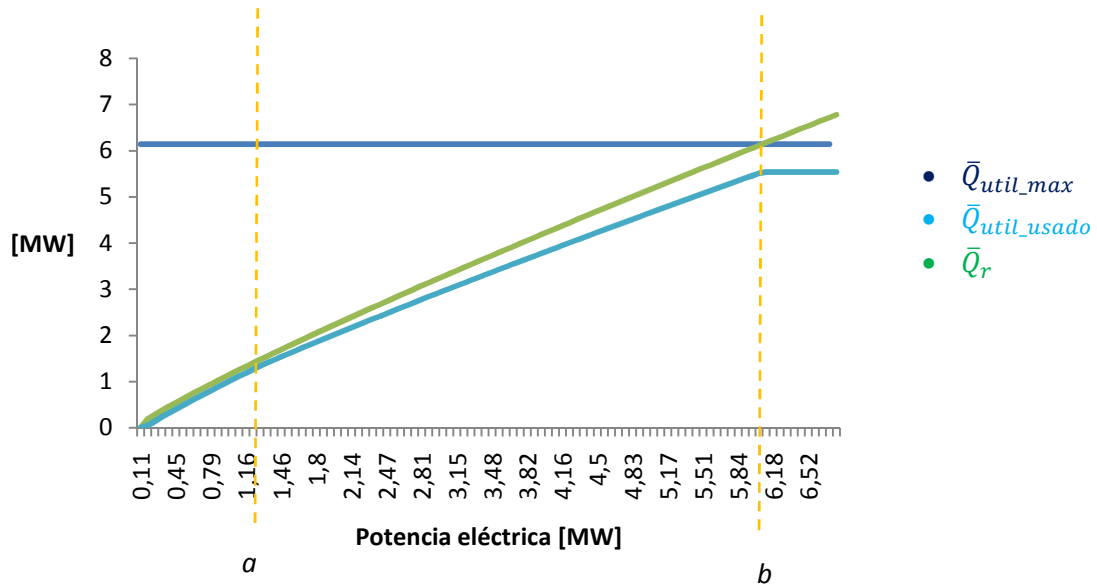
$W_{ne} < a$: El frío total ($\bar{Q}_{d_f} + \bar{Q}_{perd_d_f}$) no puede ser producido por el calor residual. La magnitud $\bar{Q}_{f_{conv}}$ marca la cantidad de frío que el sistema de respaldo debe producir, mediante la cantidad de energía eléctrica necesaria, teniendo en cuenta el \overline{COP}_{conv} , y mostrada mediante el parámetro \bar{W}_{e_f} . A medida que la potencia aumenta, también lo hace el calor residual, lo que hace decrecer la cantidad de calor de respaldo necesario para cubrir la demanda $\bar{Q}_{c_{resp}}$.

$W_{ne} > a, W_{ne} < b$: La demanda de calor queda cubierta, no requiriendo respaldo $\bar{Q}_{c_{resp}}$. El exceso en el calor residual producido, se emplea en máquinas de absorción, cantidad mostrada por $\bar{Q}_{r_f_{abs}}$, y cubre parte de la demanda de frío $\bar{Q}_{f_{abs}}$. Esto hace que la potencia de frío a producir por las máquinas convencionales $\bar{Q}_{f_{conv}}$, se vea reducido, y en consecuencia la demanda eléctrica que requiere, \bar{W}_{e_f} .

$W_{ne} > b$: El calor residual puede atender la totalidad de la demanda de calor y frío, y comienza a desperdiciarse $\bar{Q}_{excedente}$. La electricidad \bar{W}_{e_f} que respalda la

producción de frío \bar{Q}_{f_conv} no es necesaria. El calor residual genera toda la energía $\bar{Q}_{r_f_abs}$ que al ser transformada en frío, cubre toda la demanda y se mantiene constante \bar{Q}_{f_abs} (lo que genera $\bar{Q}_{excedente}$).

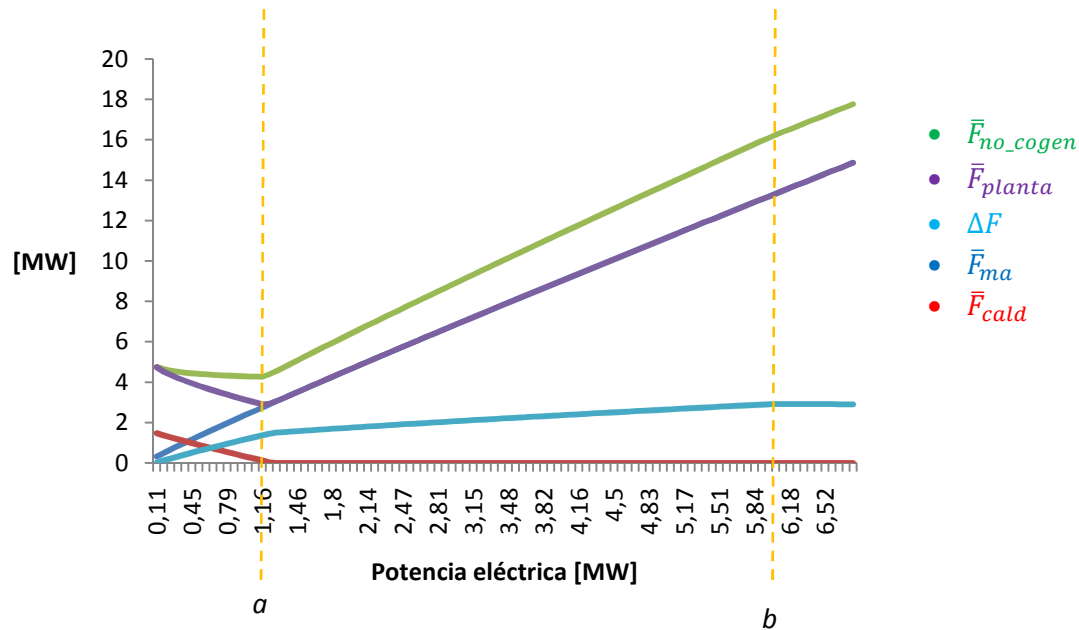
La siguiente gráfica muestra información adicional sobre la anterior.



Gráfica 43. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 2.
[Elaboración propia].

La línea horizontal \bar{Q}_{util_max} representa todo el calor útil que tengo que producir mediante el calor residual y máquinas de absorción para satisfacer la demanda media global. El calor residual \bar{Q}_r alcanza este valor en el punto b , donde ambas rectas intersecan. \bar{Q}_{util_max} tiene en cuenta las pérdidas térmicas por distribución, y lo verdaderamente se hace llegar a los clientes con el calor residual \bar{Q}_r es \bar{Q}_{util_usado} .

La siguiente gráfica muestra información acerca de la energía primaria consumida:



Gráfica 44. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 3. [Elaboración propia].

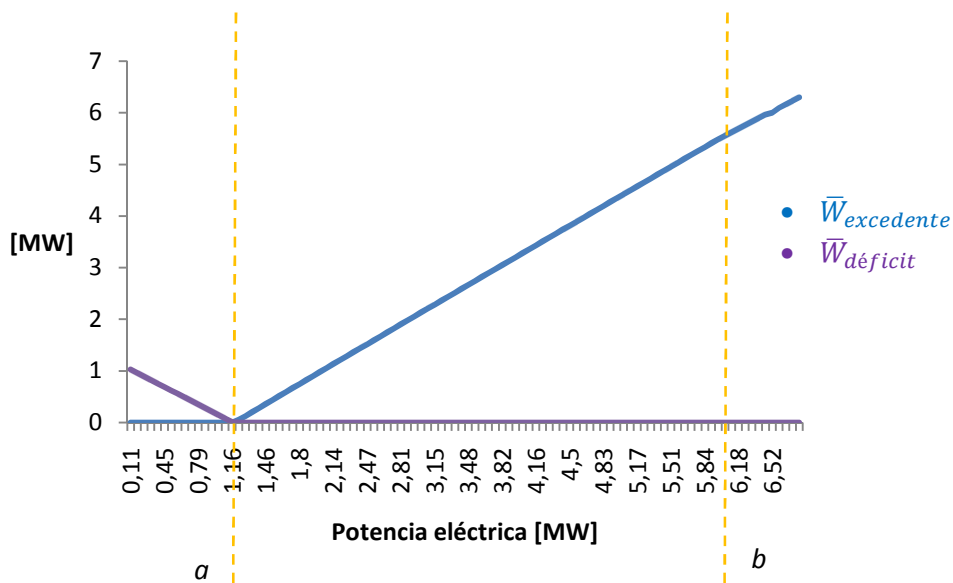
La curva ΔF muestra la diferencia entre \bar{F}_{no_cogen} y \bar{F}_{planta} . El primero, que mide la cantidad de energía primaria requerida en caso de no aprovechar el calor residual y generarlo en calderas de respaldo, siempre será menor que el segundo que da uso al calor residual.

$W_{ne} < a$: La energía primaria consumida por la planta \bar{F}_{planta} se ve reducida debido a la aportación creciente del calor residual, lo que ahorra la energía primaria dedicada a las calderas de respaldo, expresada por \bar{F}_{cald} .

La curva del consumo del motor alternativo \bar{F}_{ma} se iguala en el punto a debida a la relación $\bar{F}_{planta} = \bar{F}_{ma} + \bar{F}_{cald}$.

$W_{ne} > a$: A medida que aumenta la potencia del motor, también lo hace el consumo de combustible que este requiere. Al no haber déficit eléctrico en este intervalo, la energía primaria inyectada en el motor alternativo es la total inyectada en la planta, es decir: $\bar{F}_{ma} = \bar{F}_{planta}$.

También es interesante la siguiente gráfica, donde se representa simplemente el déficit o excedente eléctrico que para un determinado motor se daría:



Gráfica 45. Valor de diversos parámetros térmicos en función del tamaño de la planta. Parte 4.
[Elaboración propia].

$W_{ne} < a$: La electricidad producida es inferior a la demandada. A mayores potencias de motor, mayor es la potencia generada y el déficit $\bar{W}_{\text{déficit}}$ se reduce hasta el valor cero cuando $W_{ne} = 0$.

$W_{ne} > a$: Pasado el punto a , se supera la demanda de electricidad y se produce un excedente $\bar{W}_{\text{excedente}}$ continuo y creciente con la potencia del motor.

7.3.4 EMISIONES DE CO₂

Antes de dimensionar la planta, es fundamental hacer un estudio de las emisiones de CO₂ para los el rango de motores con el que se está trabajando y poder obtener conclusiones en función de la potencia a instalar.

El uso de plantas de cogeneración supone una reducción de las emisiones de CO₂ principalmente. El calor útil aprovechado sin necesidad de generarlo a partir de otro proceso de obtención de energía es la clave.

Supongamos un determinado usuario de cualquier tipo, que debe cubrir su demanda de calor y electricidad. Para ello emplea calderas y la red eléctrica para comprar la electricidad. Ambas acciones contribuyen a la emisión de gases contaminantes, en especial de CO₂; la primera quemando gas natural, y la segunda teniendo en cuenta que la electricidad comprada ha sido generada en otro punto, con determinada tecnología, que ha emitido CO₂. Esta emisión total, dada por un sistema de no cogeneración, la conoceremos como E_{no_cog} .

Todos los parámetros empleados en este apartado son los valores medios desarrollados en el apartado “7.3 Desarrollo del dimensionamiento”. Se consideran válidos para calcular las emisiones de CO₂ porque lo que nos interesa es conocer las emisiones anuales. De esta manera, mostramos la definición del parámetro E_{no_cog} medio:

$$E_{no_cog} = \frac{\bar{Q}_{dc} + \bar{Q}_{perd_{dc}}}{\eta_q} ECO_2(gn) + (\bar{W}_{de} + \bar{W}_{excedente}) ECO_2(e)$$

Siendo:

- $ECO_2(gn)$: kg de CO₂ emitidos por cada kWh de calor producido por medio de gas natural. Su valor estimado es de $ECO_2(gn) = 0,22 \text{ kg/kWhr}$.
- $ECO_2(e)$: kg de CO₂ emitidos por cada kWh de electricidad comprada a la red eléctrica. Su valor estimado es de $ECO_2(e) = 0,39 \text{ kg/kWhr}$.

NOTA- Los datos anteriores respecto a los valores de las emisiones de CO₂ por unidad de energía producida se han calculado a partir de los datos de energía primaria consumida (segregada por tipos de combustible) y electricidad producida (segregada por tipos de planta) teniendo en cuenta las pérdidas de distribución en la red. Se han utilizado datos de la red español correspondientes al año 2009.

Cuando las demandas de los usuarios se cubren con plantas de cogeneración, el factor que hace posible el ahorro de las emisiones es el calor recogido por los recuperadores de calor, que evitan expulsar a la atmósfera más cantidad de contaminantes el no necesitarse combustible adicional para su obtención. Esta emisión, dada por un sistema de cogeneración, la conoceremos como E_{cog} , y se define como:

$$E_{cog} = \bar{F}_{planta} ECO_2(gn)$$

Donde:

- \bar{F}_{planta} : Consumo total de energía primaria por parte de la central de cogeneración.

El ahorro en las emisiones de CO₂ vendrá dado entonces por la expresión:

$$\Delta CO_2 = E_{no_cog} - E_{cog}$$



La expresión desarrollada será según este criterio, que conoceremos como *real* es:

$$\Delta CO_2|_{real} = \left[\frac{\bar{Q}_{dc} + \bar{Q}_{perd_{dc}}}{\eta_q} ECO_2(gn) + (\bar{W}_{de} + \bar{W}_{excedente}) ECO_2(e) \right] - \bar{F}_{planta} ECO_2(gn)$$

Índice de ahorro de emisiones de CO₂.

Podemos definir también el índice de ahorro de emisiones de CO₂ ($I\Delta CO_2$) de la siguiente manera:

$$I\Delta CO_2 = \frac{\Delta CO_2}{E_{no_cog}}$$

Desarrollando el denominador, la expresión final resulta ser:

$$I\Delta CO_2 = \frac{\Delta CO_2}{\frac{\bar{Q}_{dc} + \bar{Q}_{perd_{dc}}}{\eta_q} ECO_2(gn) + (\bar{W}_{de} + \bar{W}_{excedente}) ECO_2(e)}$$

Su valor estará comprendido entre 0 y 1. El denominador indica las emisiones dadas por el máximo consumo de energía primaria requerido para cubrir una determinada demanda, mientras que el numerador nos da el ahorro que puede lograrse en función de la planta de cogeneración. Valores próximos a la unidad indican una reducción de emisiones grande, y lo contrario ocurre si son próximos a cero.

Considerando el ahorro de energía primaria, dado por el término ΔF , y conociendo las emisiones que se producen por cada unidad de energía, podemos calcular la emisión global por un segundo método. Esta consideración nos muestra un segundo criterio con el poder hacer otro cálculo de las emisiones. La expresión viene dada por:

$$\Delta CO_2 = \Delta F \cdot ECO_2$$



Como el combustible consumido en la planta de generación es gas natural, se puede re-escribir la anterior ecuación, obteniendo así otra expresión según este método, que llamaremos *primario*:

$$\Delta CO_2(gn)|_{primario} = \Delta F \cdot ECO_2(gn)$$

Bien es sabido que, un ahorro en combustible, se traduce en una reducción de emisiones. Con lo cual, podemos decir que el Índice de Ahorro de Energía, IAE, puede considerarse también como un índice de ahorro de las emisiones de CO₂:

$$I\Delta CO_2(gn) = \frac{\Delta CO_2(gn)}{E_{no cog}} = \frac{\Delta F \cdot ECO_2(gn)}{E_{no cog} \cdot ECO_2(gn)} = IAE$$

$$I\Delta CO_2(gn) = IAE$$

Los cálculos para $\Delta CO_2(gn)$ en cada uno de los dos métodos, arrojan valores con unidades de *kg/s* (siempre que se trabaje con el sistema internacional de unidades. Para obtener la masa de CO₂ liberada al ambiente, debemos calcular el tiempo que la planta trabaja en un año a partir de las 12 horas diarias:

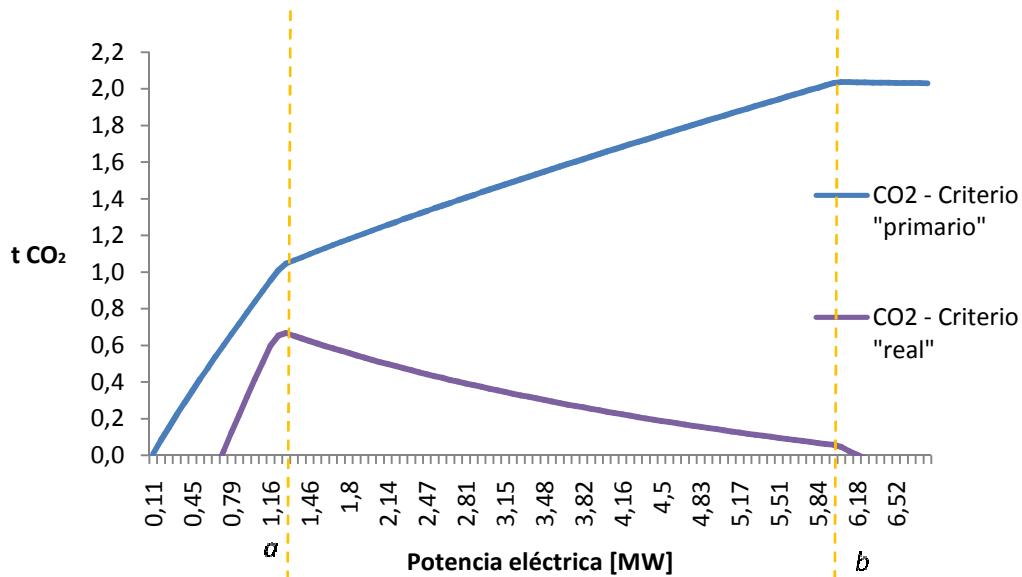
$$t = meses \times días \times horas \times 3600s$$

Obtenido el tiempo total de funcionamiento *t* Para el primer y segundo criterio aplicamos las siguientes ecuaciones:

$$\Delta CO_2|_{real,año} = \left[\frac{\bar{Q}_{dc} + \bar{Q}_{perd_{dc}}}{\eta_q} ECO_2(gn) + (\bar{W}_{de} + \bar{W}_{excedente}) ECO_2(e) \right] - \bar{F}_{planta} ECO_2(gn) \Big\} \times t$$

$$\Delta CO_2(gn)|_{primario,año} = \Delta F \cdot ECO_2(gn) \times t$$

Ambos son dependientes de la eficiencia de la planta. Para los diversos tamaños considerados en el estudio, estos son los resultados que obtenemos:

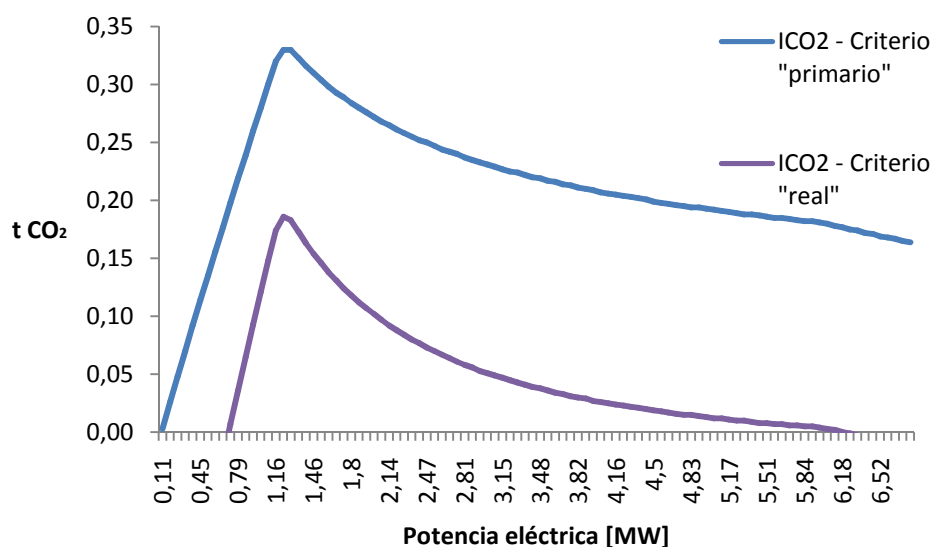


Gráfica 46. Ahorro en las emisiones de CO₂ en función del tamaño de la planta aplicando los dos criterios definidos. [Elaboración propia].

El criterio *primario* supone unos resultados más optimistas. Al estar basado en el parámetro ΔF , y ser este creciente con la potencia del motor, el ahorro de emisiones es también directamente proporcional a W_{ne} .

En el criterio real, en ambos extremos de la gráfica, no hay valores positivos de ahorro de emisiones. A muy bajas potencias, la necesidad de quemar combustible extra en calderas de respaldo, y a muy altas potencias, el desperdicio de calor residual, son los factores que convierten estos intervalos en regiones de alta emisión.

Es muy interesante presentar a su vez la variación del índice de energía primaria:



Gráfica 47. Índice de emisiones de CO₂ en función del tamaño de la planta según los dos criterios definidos. [Elaboración propia].

Esta gráfica muestra el ahorro de emisiones de CO₂ comparándolo entre una planta de cogeneración y otra que no cogenerateda. El máximo es debido al pico máximo del IAE (ver *gráfica 41*), en la que el máximo ahorro de combustible se traduce en la mínima emisión.

Para el cálculo de las emisiones, se va a considerar el criterio *real* por ser el más restrictivo.

7.3.5 Análisis económico I

En este primer análisis económico, se hace el estudio relativo al análisis desarrollado en este capítulo 7 del presente proyecto. Se hará el cálculo completo de los beneficios e inversiones a realizar según la demanda que se está tratando. Recordemos que es una demanda simplificada respecto a la real, de valor constante durante todo el año. Por lo tanto, los tiempos de amortización que se calcularán no serán los obtenidos a partir de la demanda real del distrito, pero sí aportarán información útil ya que estarán expresados en función del tamaño del motor.

No obstante, se incluyen en este apartado las ecuaciones necesarias para los posteriores estudios económicos, así como las cuantías de inversión necesarias para los equipos adicionales de la planta en función de su potencia y demás gastos a asumir. Estas son:

- Costes de operación y mantenimiento de la planta.
- Costes de inversión en el motor alternativo.
- Costes de inversión en las máquinas de absorción de respaldo.
- Costes de inversión en el equipo de máquinas frigoríficas de respaldo.
- Costes de inversión en el equipo de calderas de respaldo.
- Costes de inversión en el sistema de distribución de energía térmica.

Todos estos precios han sido consultados en catálogos de fabricantes, y dichos valores se encuentran recogidos en [DOC13].

El modo de operación de la planta también tiene su influencia en los resultados que se obtendrán. Estos se tendrán en cuenta a la hora de trazar las expresiones del capital retornado debido a la venta de energía anual.

7.3.5.1 Capital fijo invertido

- Costes de operación y mantenimiento.

Para un completo análisis económico, es importante tener en cuenta los costes de operación y mantenimiento, que dependen del tamaño del motor. A mayor potencia de motor, menor serán dichos costes.

Dado el gran número de potencias de motores tenido en cuenta en este estudio, lo más práctica es extender una relación a partir de una serie de datos conocidos [DOC02].

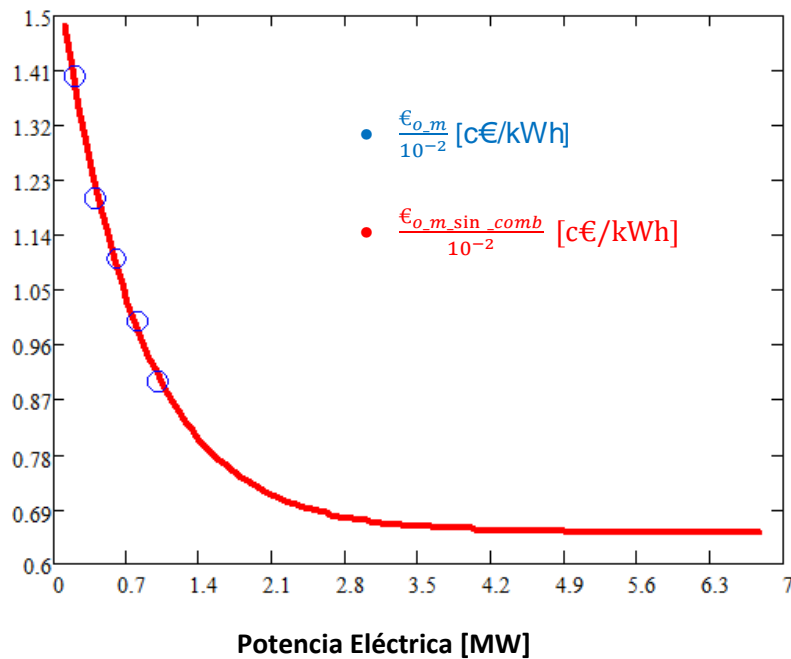
Potencia del motor [W]	Costes de operación y mantenimiento [c€/kWh]
$W_{\epsilon_{cost\ m}(1)} = 10^4\ W$	$\epsilon_{o\ m} = 3,5 \cdot 10^{-2}$
$W_{\epsilon_{cost\ m}(2)} = 10^5\ W$	$\epsilon_{o\ m} = 1,7 \cdot 10^{-2}$
$W_{\epsilon_{cost\ m}(3)} = 2 \cdot 10^5\ W$	$\epsilon_{o\ m} = 1,4 \cdot 10^{-2}$
$W_{\epsilon_{cost\ m}(4)} = 4 \cdot 10^5\ W$	$\epsilon_{o\ m} = 1,2 \cdot 10^{-2}$
$W_{\epsilon_{cost\ m}(5)} = 6 \cdot 10^5\ W$	$\epsilon_{o\ m} = 1,1 \cdot 10^{-2}$
$W_{\epsilon_{cost\ m}(6)} = 8 \cdot 10^5\ W$	$\epsilon_{o\ m} = 1 \cdot 10^{-2}$
$W_{\epsilon_{cost\ m}(7)} = 10^6\ W$	$\epsilon_{o\ m} = 0,9 \cdot 10^{-2}$

Tabla 48. Costes de operación y mantenimiento por unidad de energía producida para diversos tamaños de motor. [DOC13].

Los costes de operación y mantenimiento mostrados son una magnitud específica, por unidad de energía, por lo tanto, resulta necesario conocer la electricidad producida en un año W_{ne_anual} teniendo en cuenta el tiempo t obtenido en el apartado “7.4 Emisiones de CO_2 ”.

$$W_{ne_anual} = W_{ne} \times t$$

Para las potencias contempladas W_{ne} , la correlación a partir de los valores de la tabla, arroja como resultado la relación de los costes de operación y mantenimiento (sin incluir combustible) como función de la potencia de la planta, designando estos como: $\epsilon_{o_m_sin_comb}$.

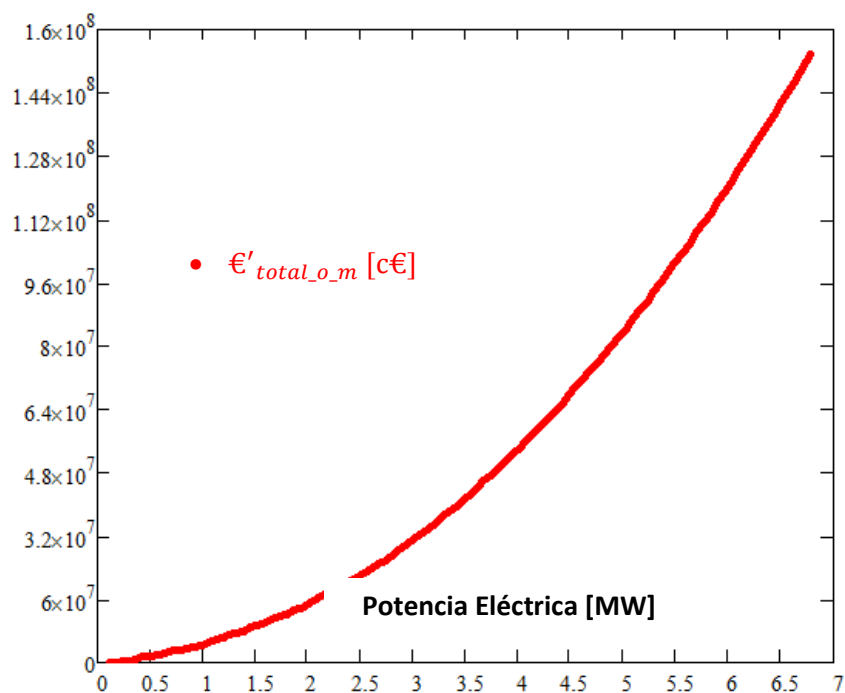


Gráfica 48. Relación de los valores del coste de mantenimiento extendidos para obtener su expresión en función del tamaño de la planta. [Elaboración propia a partir de datos DOC13].

A medida que aumenta el tamaño de la planta, disminuyen los costes de operación y mantenimiento por unidad de energía producida. Sin embargo, aunque para los mayores motores los costes específicos sean menores, la gran cantidad de energía que pueden producir hace que los costes totales de operación y mantenimiento crezcan. Dichos costes totales $\epsilon'_{total_o_m}$ (no específicos, con unidades de €) se obtienen a partir del coste específico y la energía neta producida en un año:

$$\epsilon'_{total_o_m} = \epsilon_{total_o_m} \times W_{ne_anual}$$

Su representación gráfica da como resultado:



Gráfica 49. Costes de operación y mantenimiento totales en función de la potencia de la planta.
[Elaboración propia a partir de DOC13].

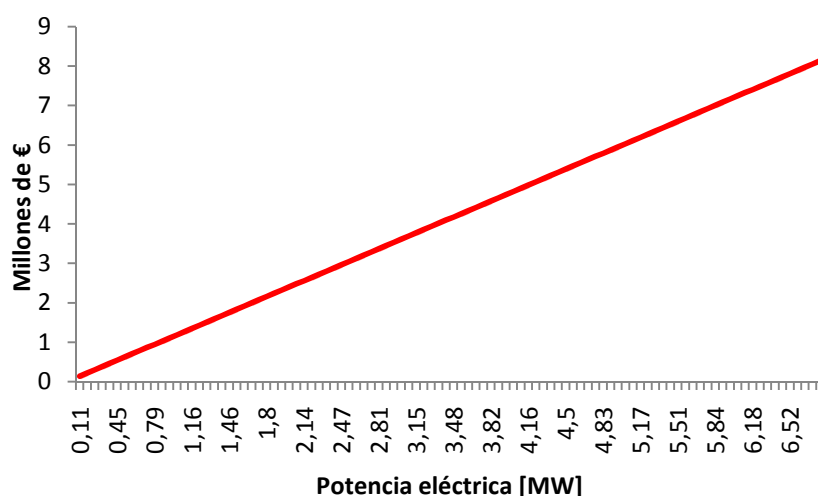
- Coste de inversión del motor alternativo.

Para obtener el coste del motor, se recurre de nuevo a extender una correlación a partir de valores conocidos. Diversas potencias de motor W_{ma} y su precio ϵ_{ma} se muestran a continuación:

W_{ma} [MW]	ϵ_{ma} [€]
0,1	$1,5 \times 10^4$
0,3	3×10^5
0,6	$5,1 \times 10^5$
0,61	$5,02 \times 10^5$
1	$7,5 \times 10^5$
5	$7,5 \times 10^6$

Tabla 49. Valores del precio de varios motores alternativos en función de su potencia. [DOC13].

En la gráfica siguiente podemos apreciar los costes de inversión en el motor alternativo en relación a su potencia:



Gráfica 50. Coste de inversión en el motor alternativo en función de su potencia. [DOC13].

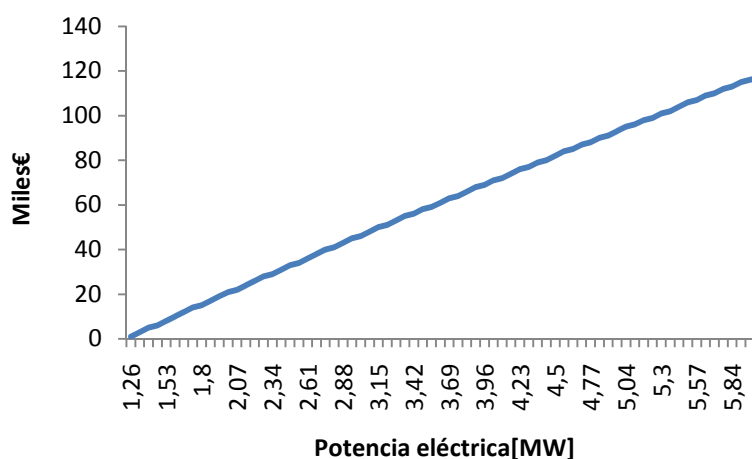
Cabe indicar que los precios del motor incluyen ingeniería, el generador eléctrico, conexión a la red eléctrica, escapes, conexión a instalaciones de distribución de calor y frío, construcción y planta de potencia.

El coste de inversión del motor dependerá entonces de la potencia elegida.

- Coste de inversión de la máquina de absorción.

Para la máquina de absorción de simple efecto, los precios están basados en ofertas puntuales proporcionadas por un determinado fabricante, "LS-Cable".

Si representamos gráficamente los valores que obtenemos:



Gráfica 51. Precios del coste de inversión de la maquinaria de absorción en función de la potencia de la planta. [DOC13].

La magnitud del calor residual aprovechable por las máquinas de absorción depende del tamaño del motor. Se utiliza el mismo parámetro de entrada que en la *gráfica 50* por homogeneidad y para saber qué máquina de absorción necesita cada tamaño de planta de potencia.

Dado que todavía no se ha hecho elección de ningún motor, y este determinará el coste de la máquina de absorción, no puede indicarse el coste de dicha maquinaria.

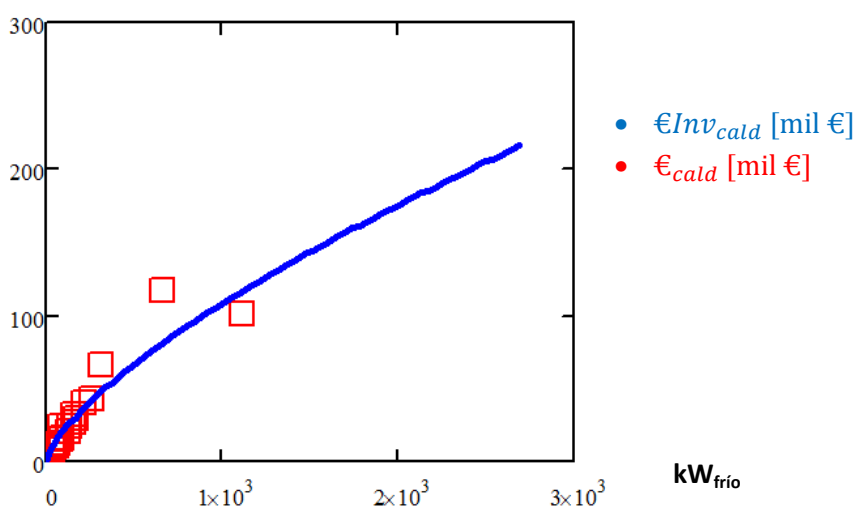
- **Coste de inversión del equipo de frío convencional.**

Los datos de la siguiente tabla muestra el precio de diversos equipos según los kW de frío (kW_{frio}) que producen:

kW_{frio}	ϵ_f [mil €]	kW_{frio}	ϵ_f [mil €]
37,8	8,3	135,22	23,62
45,7	9,54	160	32
60,28	10,7	169,39	29,46
76,33	15,14	256,6	42,86
77	24	309	65
84,7	16,14	660	116
120,5	20,03	1113	100,54

Tabla 50. Relación de precios para distintos equipos de frío convencional en función de los kW de frío que producen. [DOC13].

Para estimar el coste de la inversión en la máquina frigorífica convencional $\epsilon_{Inv_{e_f_{conv}}}$ en función de su tamaño, se sugiere un ajuste potencial que arroja los siguientes resultados. Además muestra la información de la *tabla 50* para poder apreciar la calidad del ajuste.



Gráfica 52. Precio de los equipos de frío convencional en función de su tamaño. [Elaboración propia a partir de DOC13].

La potencia de frío de respaldo debe ser tal que pueda dar suministro a la totalidad de la demanda en caso de reparaciones. El pico de demanda de climatización se da en julio $Q_{d_f_max}$, que junto a las pérdidas a considerar por distribución $\bar{Q}_{perd_d_frio}$ (se considera su valor medio para simplificar), hace que la potencia total del equipo de refrigeración de respaldo sea:

$$Q_{d_f_max} + \bar{Q}_{perd_d_frio} = 6,95 \text{ MW} + 63,4 \times 10^{-3} \text{ MW} = 7 \text{ MW}$$

Puesto que la potencia obtenida resulta demasiado grande para la gráfica de precios disponible, se debe recurrir a la modularización. Se sugiere la siguiente selección de equipos de frío, cuyo tamaño se ha elegido libremente debido a que el coeficiente de operación está relacionado principalmente con la temperatura exterior, y no con el tamaño:

- ✓ 1 Equipo frigorífico de potencia $2,5\text{MW}_f$ y coste de inversión 200 mil€.
- ✓ 1 Equipo frigorífico de potencia $2,5\text{MW}_f$ y coste de inversión 200 mil€.
- ✓ 1 Equipo frigorífico de potencia 2MW_f y coste de inversión 160 mil€.

Por lo tanto, el coste de inversión en equipos por frío de respaldo será:

$$\text{€}Inversion_{conv} = 560 \text{ mil€}$$

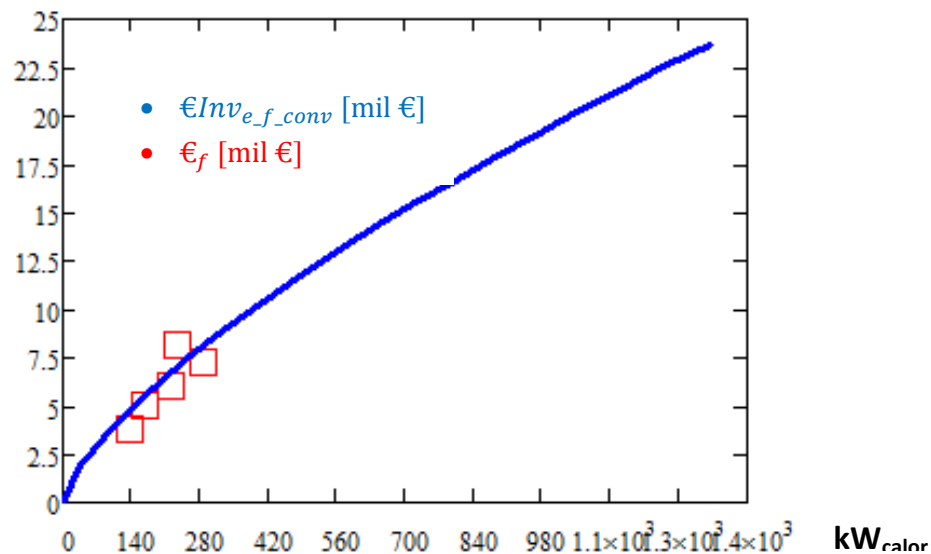
- Coste de inversión de la caldera de respaldo.

Partiendo de los siguientes datos de [DOC02] obtenidos de un fabricante, que para un determinado número de equipos de calderas nos indica el precio de la caldera €_{cald} en función del que producen kW_{cald} , se muestra la siguiente tabla con dichos valores:

kW_{cald}	$\text{€}_f[\text{mil €}]$
136	3,84
170	5
221	6,02
289	7,27
233	8,16

Tabla 51. Relación de precios para distintas calderas en función de los kW de calor que producen. [DOC13].

Para estimar el coste de la inversión en la caldera de respaldo $\text{€}Inv_{cald}$ en función de su tamaño, se sugiere un ajuste potencial que arroja los siguientes resultados. Además se muestra la información de la *tabla 51* para poder apreciar la calidad del ajuste.



Gráfica 53. Precio de las calderas en función de su tamaño. [Elaboración propia a partir de DOC13].

Ha de tenerse en cuenta que la caldera se dimensiona para atender la demanda total de calor para cuando se pare el motor por tareas mantenimiento. La demanda máxima de calefacción se da en el mes de diciembre, $Q_{d_c_{max}}$, que junto a las pérdidas a considerar por distribución $\bar{Q}_{perd_{d_c}}$ (se considera su valor medio para simplificar), hace que la potencia total de la caldera de respaldo sea:

$$Q_{d_c_{max}} + \bar{Q}_{perd_{d_c}} = 3,53 \text{ MW} + 33,66 \times 10^{-3} \text{ MW} \approx 3,6 \text{ MW}$$

A las calderas les pasa en general como a los motores, tienen peor rendimiento cuando operan a carga parcial, aunque es algo que mejora con el tamaño. No obstante, tanto por seguridad como por flexibilidad de la planta es conveniente disponer de más de una caldera. Esto permite operar con todas en condiciones de máxima demanda de calor de respaldo, y mantener apagada alguna en condiciones de menos demanda. Se facilitan las tareas de mantenimiento y el coste asociado no muy grande debido a que es un elemento relativamente barato.

Puesto que la potencia obtenida resulta demasiado grande para la gráfica de precios disponible, se debe recurrir a la modularización. Se sugiere la siguiente selección de calderas de respaldo:

- ✓ 3 Calderas de respaldo de potencia 1,2MW y coste de inversión 22 mil€.

- Coste de inversión en red de distribución de calor y frío.

Según los datos de [DOC02] el precio para una red de una longitud de 1km es de unos 230 mil euros, para el año 2007. Este coste es directamente proporcional a la longitud de la red (los conceptos económicos principales son la ejecución de obra civil: apertura y cierre de zanjas, y la tubería).

Para obtener un coste aproximado al sistema de distribución sugerido en este proyecto, se procede a multiplicar el coste conocido por la relación entre la longitud de las distintas redes. Siendo la longitud total de la red 1,77km (ver apartado “6. Descripción del sistema de distribución de energía térmica”), el coste de inversión $€Inv_{red_c_f}$ será:

$$€Inv_{red_c_f} = \frac{1,77}{1} €Inv_{red_c_f_2007}$$

$$€Inv_{red_c_f} = 407 \text{ mil } €$$

- Costes totales de inversión.

Los costes totales de inversión comprenderán la suma total de los siguientes costes: motor alternativo, máquina de absorción, máquina de frío convencional, caldera de respaldo y red de distribución de energía térmica.

$$€Inversion = €Inversion_{ma} + €Inversion_{abs} + €Inversion_{conv} + €Inversion_{cald} + €Inversion_{red}$$

Los costes de inversión tienen un término variable y otro fijo. La inversión en el motor es función de su tamaño, mientras que los gastos que suponen la inversión en el equipo de respaldo para frío y calor, además de la red de distribución son a priori conocidos.

7.3.5.2 Retorno de la inversión

Para hacer el estudio de las ganancias que se obtienen a partir de la venta de energía se deben estudiar los precios de la energía primaria.

Por el Real Decreto 661/2007, del 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se establece una prima para plantas de cogeneración en función de su potencia eléctrica. Dicha cantidad está referida a plantas de menos de 10 años de antigüedad. Superado este tiempo de explotación, se procederá a una corrección de acuerdo a lo establecido en el anexo VII apartado c) del nombrado Real Decreto. Además, las

instalaciones del régimen especial que tengan un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo, percibirán un complemento por eficiencia cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 \times \left(\frac{1}{REE_{\text{mínimo}}} - \frac{1}{REE} \right) PR_{gn}$$

Donde:

- $REE_{\text{mínimo}}$: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo, que según el anexo I, para instalaciones con motores térmicos que emplean gas natural como combustible será de 0,55.
- REE : Rendimiento eléctrico equivalente mínimo. Calculado en el apartado “7.3 Desarrollo del dimensionamiento” en función del tamaño del motor a instalar.
- PR_{gn} : Precio de la materia prima del gas natural.

Con la entrada en vigor del Real Decreto Ley 1/2012, se suprimen las primas para las instalaciones de nueva construcción, lo cual sitúa a este proyecto en un escenario sin primas y el régimen que se establece es el de tarifa regulada. El complemento por eficiencia y aceptación de la tarifa horaria quedan también anulados.

El Real Decreto del Régimen Especial regula las tarifas de venta de la electricidad, que es igual al de la electricidad comprada si se trabaja en el escenario sin primas. El BOE nº 100 del 26 de Abril de 2012 aprueba los precios del término de potencia y del término de energía activa de las tarifas de último recurso aplicables a partir del 1 de junio de 2012, fijando el valor para la modalidad sin discriminación horaria:

$$PR_{e_v} = 14,2208 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

Dicho precio, será el precio de venta de cada kWh inyectado en la red, y también el de compra PR_{e_c} , con lo cual:

$$PR_{e_v} = PR_{e_c}$$

Dado que no se poseen los datos de venta para los distintos rangos de potencia, a partir de los publicados en el RD 661/2007, se procede a hacer un ajuste proporcional para hacer un estimación de los que serían en el presente año 2012 a partir de los $14,2208 \frac{c\text{€}}{kWh}$, que se aplican al rango de potencias mas bajas. De esta manera:

Potencia [MW]	[c€/kWh]
P < 0,5	14,2208
0,5 < P < 1	11,201
1 < P < 10 MW	10,2979
10 < P 25 MW	8,6072
25 < P < 50 MW	7,5313

Tabla 52. Precio de la electricidad vendida clasificados por el rango de potencia de la planta de cogeneración. [Datos elaborados a partir del RD 661/2007 y DOC13].

El precio del gas para el año 2007 según la potencia de la planta de cogeneración era:

Potencia [MW]	[c€/kWh]
P < 0,5	4,8099
0,5 < P < 1	4,0857
1 < P < 10 MW	3,2012
10 < P 25 MW	2,9515
25 < P < 50 MW	2,2414

Tabla 53. Precio del gas natural en función de la potencia de la planta de cogeneración para el año 2007. [DOC02].

A partir de los datos obtenidos del documento “*Información mensual de supervisión del mercado mayorista de gas* [DOC10]” se ha obtenido un factor que da una aproximación para el precio actualizado al presente año 2012:

Potencia [MW]	[c€/kWh]
P < 0,5	5,2311
0,5 < P < 1	4,4425
1 < P < 10 MW	3,4807
10 < P 25 MW	3,2092
25 < P < 50 MW	2,4371

Tabla 54. Precio del gas natural en función de la potencia de la planta de cogeneración para el año 2012. [Elaboración propia a partir de datos de DOC10].

Los precios de la electricidad PR_{e_conv} , y el gas natural PR_{gn_conv} para el cliente en el modo de suministro convencional son, dado que ninguno supera los 0,5MW de potencia, los siguientes:

$$PR_{e_conv} = 14,2208 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

$$PR_{gn_conv} = 5,2311 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

El precio del calor adquirido en modo convencional PR_{calor_conv} que el cliente debe asumir será función del rendimiento de la caldera que emplee. Como cada

cliente se considera un bloque de viviendas, en el modo convencional suele instalarse una caldera en el sótano que cubre la demanda de todo el edificio, lo que se denomina calefacción central. El rendimiento de estas es elevado al ser relativamente grandes, y podemos asignarle el valor considerado en el apartado “7.3 Desarrollo del dimensionamiento”, e igual a 0,9.

$$PR_{calor_conv} = \frac{PR_{gn_conv}}{\eta_q}$$

El precio de venta del frío se establece a partir del precio de la electricidad y el coeficiente de absorción de una máquina de refrigeración convencional, que lo consideraremos igual al calculado en el apartado “7.3 Desarrollo del dimensionamiento”, e igual a 4,138 .

$$PR_{frio_conv} = \frac{PR_{e_conv}}{COP_{conv}}$$

Para ganar el interés de los clientes, es conveniente ofrecer un descuento sobre la oferta de energía convencional. Se sugiere un 15%, lo que supone un factor de reducción sobre el precio convencional $FRPR_{conv}$ de un 0,85. De esta forma los precios de venta reducidos para el cliente en calor y frío quedan de la siguiente manera:

$$PR_{calor_v_cliente} = FRPR_{conv} \times PR_{calor_conv} = 5,4773 \frac{c\text{€}}{kWh}$$
$$PR_{frio_v_cliente} = FRPR_{conv} \frac{PR_{e_conv}}{COP_{conv}} = 2,9211 \frac{c\text{€}}{kWh}$$

Dado el distrito de cogeneración al que este proyecto se está adaptando, no se contempla que el modo de operación de la planta sea el de autoconsumo. Sin embargo, si se estudiarán los siguientes:

- Venta de calor y frío, con inyección de la electricidad generada a la red.
- Venta de calor, frío y electricidad al distrito, y venta del excedente eléctrico a la red.



En este punto se van a estudiar diversos parámetros económicos en función del modo de funcionamiento de la planta de cogeneración. Algunos de ellos ya han sido definido previamente en el apartado “1.1.2 Usos de la cogeneración”. Es importante diferenciar el mismo tiempo lo que llamaremos modo de uso, que se corresponden a emplear el suministro convencional (electricidad comprada a la red, y gas natural para el uso de calderas propias) o el suministro a partir de la planta de cogeneración.

El primero de ellos será el *Factor Económico de la Utilización de la Energía* de cogeneración. Este nos indicará, en función del tamaño de la planta, si los beneficios obtenidos económicos a partir de la inversión inicial en energía primaria son mayores que dicho gasto.

Se calcula también el *coste total* que suponen los costes de operación y mantenimiento (solo se asume en el modo de uso de cogeneración) y combustible. Para ello se introduce el parámetro t , el tiempo de operación anual de la planta, calculado en el apartado “7.3.4 Emisiones CO₂”.

También se procede a calcular el *ahorro económico* comparando el modo de uso convencional y con planta de cogeneración. Se acompaña el cálculo del *Índice de variación de costes totales*. Su valor está entre cero y uno, y a medida que este se acerca a la unidad se entiende que el ahorro en el modo de consumo para planta de cogeneración es mayor.

- Régimen de venta de electricidad, calor y electricidad.

La ventaja que tiene este modo de funcionamiento es que, dado que ningún cliente supera de manera individual la potencia de 0,5MW, el precio que encontrará en la red para el servicio de electricidad será el máximo, con lo cual, se establecerá el mismo precio de venta.

- a) Factor económico de utilización de energía. Relaciona el beneficio obtenido a partir de la venta de electricidad (la total generada por el motor menos la parte de esta empleada en frío, más el posible excedente que puede darse), calor y frío, con el gasto en gas y electricidad (para cubrir el posible déficit).

$$FEUE_{v_{ecf}} = \frac{\left[\left(W_{ne} - \frac{\bar{Q}_{d,f}}{COP_{conv}} \right) \times PR_{e,v_{cliente}} + \bar{W}_{excedente} \times PR_{e,v} \right] + \bar{Q}_{d,c} \times PR_{calor,v_{cliente}} + \bar{Q}_{d,f} \times PR_{frío,v_{cliente}}}{\bar{F} \times PR_{gn} + \bar{W}_{déficit} \times PR_{e,c}}$$



- b) Coste total. El coste total a asumir por una planta de cogeneración, que es la diferencia entre el coste asumido y los beneficios obtenidos. El primero está compuesto por los términos del denominador de la expresión anterior, y el segundo por los del numerador (incluyendo los costes de operación y mantenimiento).

$$\epsilon_{conv_v_ecf} = inversión - beneficio$$

Siendo el primer término *inversión*:

$$inversión = \{ \epsilon_{o_m_sin_comb} + t(F \times PR_{gn} + \bar{W}_{déficit} \times PR_{e_c}) \}$$

Siendo el segundo término *beneficio*:

$$beneficio = \left\{ \left(\bar{W}_{d_e} - \frac{\bar{Q}_{d_f}}{COP_{conv}} \right) PR_{e_v_cliente} + \bar{W}_{excedente} \times PR_{e_v} + \bar{Q}_{d_c} \times PR_{c_v_cliente} + \bar{Q}_{d_f} \times PR_{f_v_cliente} \right\}$$

El coste total del combustible requerido en el modo de suministro convencional será:

$$\epsilon_{conv_v_efc} = t \left[\bar{W}_{d_e} \times PR_{e_conv} + \frac{\bar{Q}_{d_c}}{\eta_q} \times PR_{gn_conv} \right]$$

- c) Ahorro económico. El ahorro económico vendrá dado de multiplicar $\epsilon_{conv_v_ecf}$ por menos uno, ya que esta expresión incluye un balance entre gasto y beneficio.

$$\Delta \epsilon_{v_ecf} = -\epsilon_{cogen_v_efc}$$

- d) Índice de variación del coste de combustible. Teniendo en cuenta el ahorro total y el coste en modo de suministro convencional:

$$I \Delta \epsilon_{v_ecf} = \frac{\Delta \epsilon_{v_ecf}}{\epsilon_{conv_v_efc}}$$

- e) Tiempo de amortización. Si consideramos el coste de inversión total $\text{€}Inversion$, y las ganancias obtenidas por cada año $\Delta\text{€}_{v_ecf}$, obtendremos el tiempo de amortización:

$$t_{amort_v_ecf} = \frac{\text{€}Inversion}{\Delta\text{€}_{v_ecf}}$$

Nótese que $\text{€}Inversion$ es función del tamaño de motor, con lo cual, el tiempo de amortización obtenido también será función del mismo.

- Régimen de venta de calor y frío.

Se suministra al cliente la demanda de calor y frío, y la electricidad generada se inyecta a la red. Este modo de funcionamiento tiene la desventaja de que, al superar la potencia los 0,5MW el precio de venta que dicta el Real Decreto del Régimen Especial es menor.

La electricidad disponible para vender depende de la cantidad que se emplee de esta en los equipos de frío de respaldo. Así, definimos el siguiente parámetro, que expresa la diferencia entre la producida por el motor eléctrico, y la que debe ser consumida en la planta para los equipos de frío convencional.

$$\overline{\Delta W}_{ne_v_cf} = W_{ne} - \overline{W}_{e_f}$$

En caso de que sea mayor cero, hay electricidad disponible para vender, $\overline{W}_{exedente_v_cf}$.

En caso de que sea menor que cero, hay déficit, y debe de comprarse de la red la electricidad necesaria para cubrir la demanda de frío: $\overline{W}_{déficit_v_cf}$.

- a) Factor económico de utilización de energía. Relaciona el beneficio obtenido a partir de la venta de electricidad a la red (el excedente en caso de haberlo), y de calor y frío el cliente, con el gasto en gas y electricidad (para cubrir el posible déficit).

$$FEUE_{v_cf} = \frac{\overline{W}_{exedente_v_cf} \times PR_{e_v_red} + \overline{Q}_{d_c} \times PR_{calor_v_cliente} + \overline{Q}_{f_c} \times PR_{frío_v_cliente}}{\overline{F} \times PR_{gn} + \overline{W}_{déficit_v_cf} \times PR_{e_c}}$$



- b) Coste total. El coste total a asumir por una planta de cogeneración, que es la diferencia entre el coste asumido y los beneficios obtenidos. El primero está compuesto por los términos del denominador de la expresión anterior, y el segundo por los del numerador (incluyendo los costes de operación y mantenimiento).

$$\epsilon_{conv_v_cf} = inversión - beneficio$$

Siendo el primer término *inversión*:

$$inversión = C_{o_m_sin_comb} + t(\bar{F} \times PR_{gn} + \bar{W}_{déficit_v_cf} \times PR_{e_c})$$

Siendo el término *beneficio*:

$$beneficio = \{\bar{W}_{excedente_v_cf} \times PR_{e_v} + \bar{Q}_{d_c} \times PR_{c_v_cliente} + \bar{Q}_{d_f} \times PR_{f_v_cliente}\}$$

El coste total del combustible requerido en el modo de suministro convencional será:

$$\epsilon_{conv_v_cf} = t \left[\bar{W}_{d_e} \times PR_{e_conv} + \frac{Q_{d_c}}{\eta_q} PR_{gn_conv} \right]$$

- c) Ahorro económico. El ahorro económico vendrá dado de multiplicar $\epsilon_{conv_v_cf}$ por menos uno, ya que esta expresión incluye un balance entre gasto y beneficio.

$$\Delta\epsilon_{v_cf} = -\epsilon_{cogen_v_cf}$$

- d) Índice de variación del coste de combustible. Teniendo en cuenta el ahorro total y el coste en modo de suministro convencional:

$$T\Delta\epsilon_{v_cf} = \frac{\Delta\epsilon_{v_cf}}{\epsilon_{conv_v_fc}}$$

- e) Tiempo de amortización. Si consideramos el coste de inversión total $\text{€}Inversion$, y las ganancias obtenidas por cada año $\Delta\text{€}_{v_{cf}}$, obtendremos el tiempo de amortización:

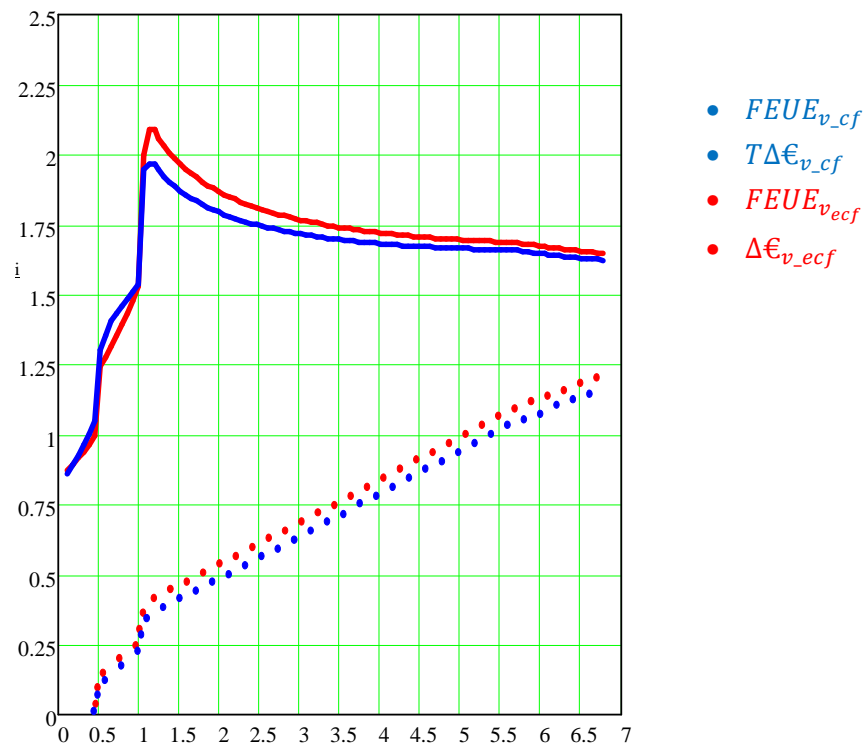
$$t_{amort_{v_{cf}}} = \frac{\text{€}Inversion}{\Delta\text{€}_{v_{cf}}}$$

Nótese que $\text{€}Inversion$ es función del tamaño de motor, con lo cual, el tiempo de amortización obtenido también será función del mismo.

7.3.5.3 Periodo de amortización

En la siguiente gráfica puede apreciarse la variación del factor económico de utilización de la energía y la tasa de ahorro para los dos modos de operación contemplados.

Las curvas de color rojo son las propias del modo de funcionamiento de venta de electricidad, calor y frío, mientras que las de color azul pertenecen al modo de venta de calor y frío e inyección de la electricidad a la red.

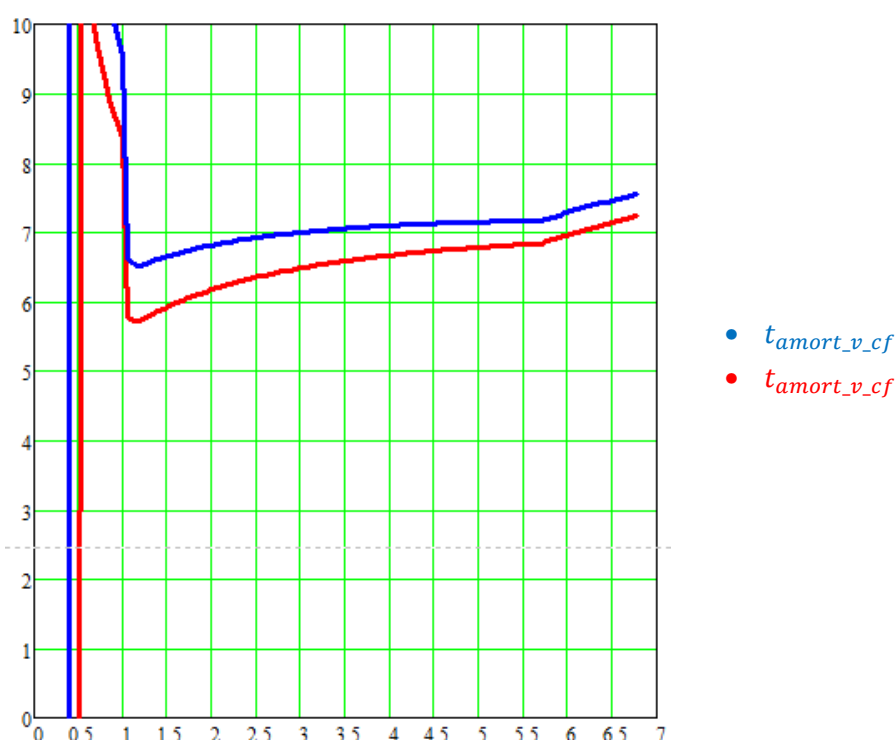


Gráfica 54. Variación del FEUE y $T\Delta\text{€}$ para los modos de uso contemplados en función del tamaño de la planta expresado en MW. [Elaboración propia].

Puede apreciarse que la venta simultánea de electricidad, calor y frío es la más beneficiosa a adoptar por la planta de trigeneración. Esto es debido a la diferencia entre el precio de la electricidad si se vende al distrito, o si se vende a la red. Dado que los clientes adquirirán la electricidad al precio máximo (14,2208 c€/kWh), y el precio de la electricidad vendida decrece con el tamaño de esta, el beneficio que conlleva vendérsela al cliente es mayor.

Se puede deducir a partir de la gráfica anterior que los periodos de amortización mínimos coinciden con un potencia aproximada de 1,2 MW, que es el punto descrito en el apartado “7.3.3 Análisis preliminar” y coincide con el máximo índice de ahorro energético.

Los periodos de amortización se muestran a continuación:



Grafica 55. Tiempos de amortización para los modos de funcionamiento contemplados y el tamaño de la planta. [Elaboración propia].

Hasta que la potencia no llega a los 1,2MW que es el punto en el la venta de calor y electricidad es considerable, los tiempos de amortización son elevadísimos.

Cabe indicar que el tiempo de amortización se mantiene relativamente constante para todo el rango de potencias. Esto es debido a que los índices de ahorro (mostrados en la *gráfica 55*) se mantienen crecientes hasta un tamaño de planta de unos 10MW. A partir de este punto, los precios de venta de son tan pequeños que no son posibles de afrontar la inversión en energía



primaria. El diseño de esta planta permite que estas condiciones de amortización estén lejos de la zona donde interesa trabajar.

Cabe indicar que los periodos de amortización mostrados corresponden al conjunto total de la planta, es decir, el tiempo exacto de retorno de la inversión. Veremos en apartados posteriores como la realidad no buena. El tiempo máximo de amortización que se establece para la planta es de 10 años, pasados los cuales el Real Decreto del Régimen Especial la considera antigua por las degradaciones que el tiempo de uso conlleva, con una bajada del rendimiento asociada. En caso de que se establezca de nuevo un marco de primas, éstas serían más pequeñas transcurrido ese periodo de tiempo. Con lo cual, debe asegurarse que en 10 años, la inversión se ha amortizado al 100%.

7.3.6 Conclusiones

Con los resultados mostrados a lo largo de este apartado 7, basados en los valores medios de todas las variables del problema, no es posible tomar una decisión sobre la dimensión de la planta, debido a que en la realidad, a lo largo del año, la demanda varía considerablemente, al igual que otros parámetros.

No obstante, los resultados son lo suficientemente útiles para desglosar el proceso de dimensionamiento en varios apartados. Para ello, se hará un estudio más profundo que permite diseñar la planta de tal forma que, mes a mes, se adapte a la demanda energética del distrito y su eficiencia sea siempre la mayor posible. Esta es la única manera de lograr un periodo de amortización real bajo.



Capítulo 8

DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

8.1 PRIMERA FASE DE DIMENSIONAMIENTO

8.1.1 INTRODUCCIÓN

La primera fase de dimensionamiento da comienzo a partir de las conclusiones que se expondrán obtenidas del apartado “7. *Dimensionamiento preliminar de la planta de cogeneración*”.

La validez de dicho estudio, basado en el cálculo de valores medios de diversos parámetros, es solo aplicable a un distrito con una demanda constante a lo largo del año, lo cual en la realidad no ocurre. Sin embargo, es una estrategia muy útil segmentar la demanda. Con ello se pretende seleccionar un primer motor que



trabaje constantemente durante todo el año. Con ello, todo el estudio anterior será válido para una parte de la demanda.

La estrategia que se llevará a cabo resulta muy favorable, ya que mantener un motor trabajando de manera constante a carga total, ofrecerá un gran rendimiento y aprovechamiento total de su calor residual. Esto se traducirá en un descenso global del tiempo de amortización de la planta, una vez este dimensionada por completo.

La selección de motor es aquella que suponga el tiempo de amortización más corto, que a su vez implica usar el motor con un índice de ahorro energético mayor, y con unas emisiones asociadas de CO₂ mínima.

Este valor corresponde, según indica la hoja de Mathcad, a los 1,19 MW de potencia.

Se sugerirá entonces la selección del primer sistema de producción de energía, formado por un motor del tamaño más cercado posible al citado. Con el calor residual generado, será posible cubrir parte de la demanda total del distrito, atendiendo la parte restante con las soluciones propuestas en apartado posteriores.

8.1.2 Características técnicas del equipo seleccionado.

El motor seleccionado, el cual nombraremos como *motor uno*, seleccionado a partir del catálogo de la empresa *Guascor Power*, tiene las siguientes características:

- Modelo: HGM 560
- Combustible: Gas natural
- Potencia mecánica: 1240 kW
- Potencia eléctrica: 1200 kW
- Rendimiento térmico: 42,4%
- Potencia del circuito principal de agua: 600 kW
- Potencia del circuito auxiliar de agua: 222 kW
- Potencia de Postenfriador del turbo: 144 kW
- Potencia gases de escape (25°C): 795 kW
- Potencia gases de escape (120°C): 602 kW
- Temperatura gases de escape: 417°C
- Caudal Aire admisión: 6120 kg/h
- Caudal gases de escape (húmedos): 6340 kg/h

En la siguiente imagen pueden apreciarse los planos del motor, junto con las cotas de sus dimensiones:

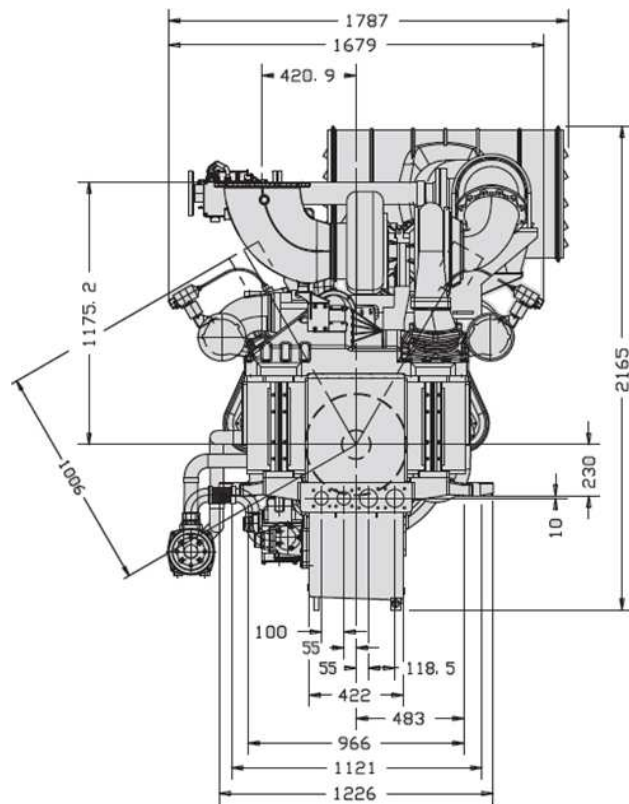


Imagen 43. Vista frontal del motor uno. [CAT02].

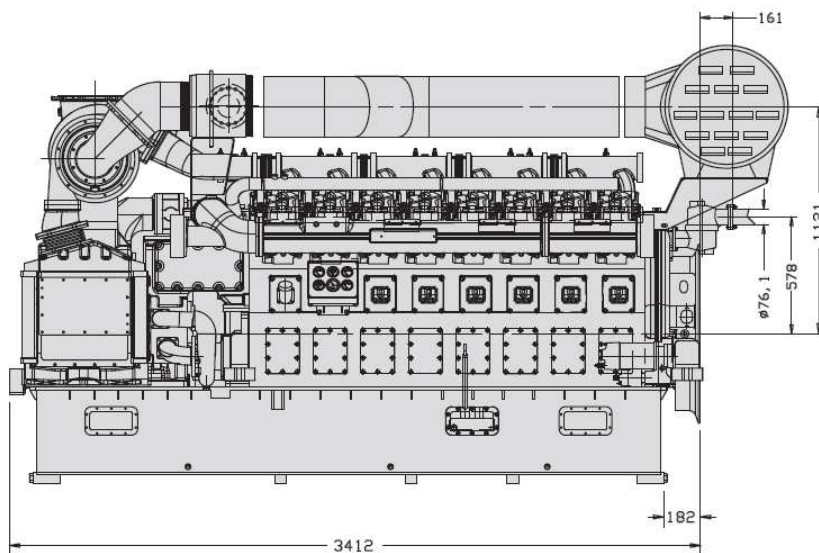


Imagen 44. Vista lateral del motor uno. [CAT02].



Esta supondrá una muy buena selección, ya que se ajusta casi perfectamente a los 1,19 MW de potencia eléctrica que minimizan el periodo de amortización. El coste del motor se supone al mismo mostrado en el apartado “7.3.5.1 *Capital fijo invertido*”, suponiendo un coste aproximado de 1,5 millones de €.

A partir de las características citadas anteriormente, se pueden deducir una serie de parámetros, descritos a continuación.

Relación aire/combustible. Si restamos al caudal de gases de escape (que incluye la mezcla de aire y gas después de la combustión) el caudal del aire de entrada, podemos deducir el gasto de combustible:

$$\dot{m}_{escape} - \dot{m}_{entrada} = \dot{m}_{gas}$$

$$\dot{m}_{gas} = 6340 \frac{kg}{h} - 6120 \frac{kg}{h} = 220 \frac{kg}{h}$$

Siendo la relación aire/combustible $r_{a/c}$:

$$r_{a/c} = \frac{\dot{m}_{entrada}}{\dot{m}_{gas}} = 27,82$$

Conociendo el poder calorífico inferior del gas natural, podemos calcular el consumo de energía primaria W_{ep} :

$$W_{ep} = \dot{m}_{gas} \times L_i = 220 \frac{kg}{h} 45 \times 10^6 \frac{MJ}{kg} \times \frac{1h}{3600s} = 2,75 \text{ MW}$$

A partir de este dato y conociendo la potencia mecánica del motor W_{mec} se puede calcular el rendimiento en el eje del motor:

$$\eta_{eje} = \frac{W_{mec}}{W_{ep}} = \frac{1,24 \text{ MW}}{2,75 \text{ MW}} = 0,45$$



Si evaluamos el rendimiento a partir de la potencia eléctrica aportada por el motor W_e , se puede obtener el rendimiento eléctrico:

$$\eta_{eje} = \frac{W_e}{W_{ep}} = \frac{1,2 \text{ MW}}{2,75 \text{ MW}} = 0,436$$

La potencia térmica total Q_{motor1} que se puede extraer a partir de los circuitos del recuperador de calor es de:

$$Q_{motor1} = 600kW + 222kW + 72 + 144kW + 602kW = 1640 \text{ kW}$$

La relación de cogeneración, es decir, la relación entre el calor residual y la electricidad generada es:

$$\lambda = \frac{1640 \text{ kW}}{1200 \text{ kW}} = 1,37$$

Se puede apreciar que los datos considerados para la relación aire/combustible y relación calor/trabajo del motor considerador en el apartado “7.2 *Introducción de los parámetros principales y cálculo de su valor medio*”, no distan de los reales, lo cual asegura la validez de los datos obtenidos.

8.1.3 Efecto en la demanda energética del distrito

Este motor, que trabajará a régimen constante y carga total, durante todo el año, aportará 1640kW de calor residual, a emplear en uso de calefacción y climatización. Además, su potencia eléctrica de 1,2MW se empleara en los equipos de refrigeración convencional.

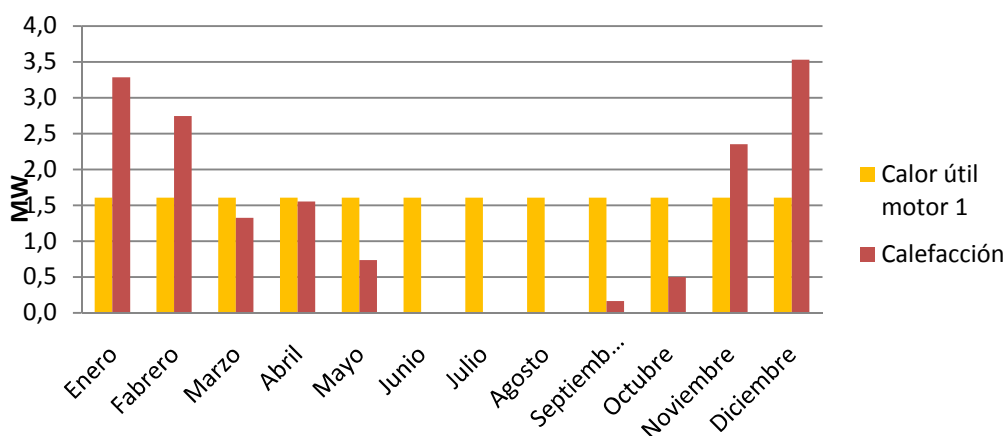
8.1.3.1 Efecto del calor residual.

Si consideramos las pérdidas de distribución, tal y como se describió en el apartado “6.4.1.2 Pérdidas de energía térmica”, serán aproximadamente 1600kW de calor útil. El calor residual se repartirá de la siguiente manera:

- En los meses en los que se demande exclusivamente servicio de calefacción, todo el calor se aportará para este servicio. Estos meses son Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre.
- En los meses en los que se demande exclusivamente servicio climatización, el calor residual será aprovechado en las máquinas de absorción. Estos meses son Junio, Julio y Agosto.
- En los meses en los que se demande simultáneamente servicio de calefacción y climatización, el calor residual atenderá se usará para calefactar, y el frío será producido por las máquinas frigoríficas convencionales. En caso de haber excedente de calor, este será aprovechado en las máquinas frigoríficas. Estos meses son Marzo, Abril, Mayo, Septiembre y Octubre.

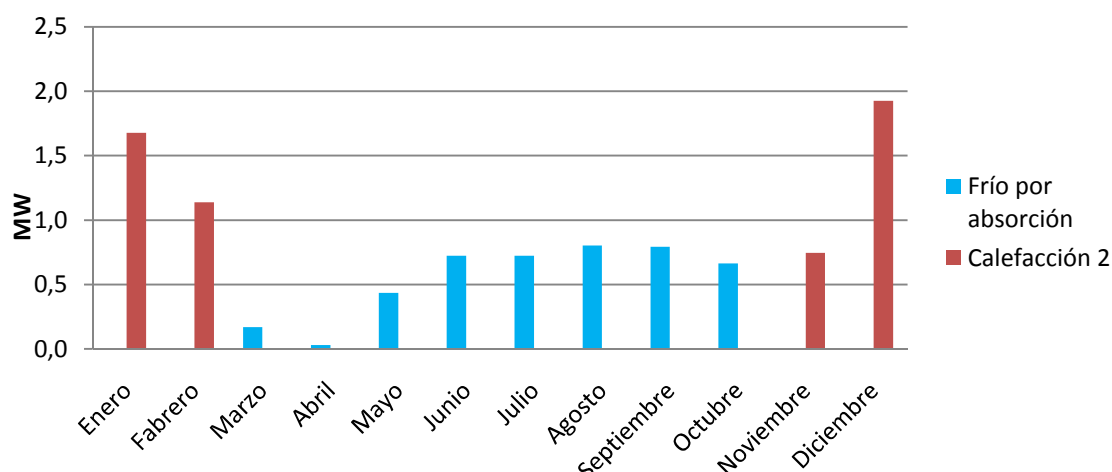
Cabe indicar que siempre que se atienda la demanda de un determinado servicio, deben tenerse en cuenta las pérdidas asociadas a su distribución.

En la siguiente gráfica se muestra la demanda de calefacción junto con el valor, constante a lo largo del año, del calor útil aportado por el motor número uno. Se puede apreciar que en ciertos meses esta potencia es inferior a la total de calefacción, en algunos superior, y en otras no la hay. En el primer caso, se requiere ingeniar un sistema de producción secundario, mientras que en el segundo y en el tercero hay calor disponible para las máquinas de absorción (parte del o su totalidad respectivamente).



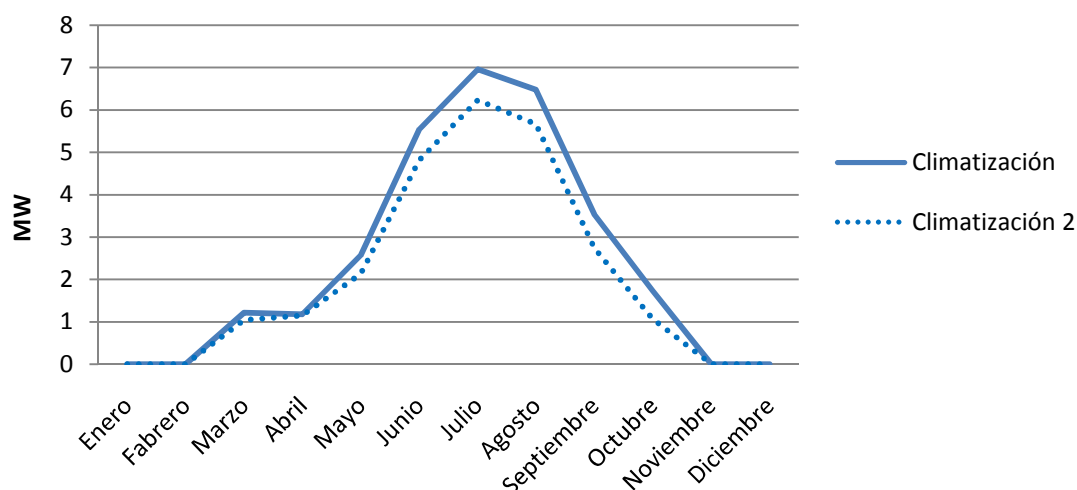
Gráfica 56. Demanda de calefacción (barras rojas) y calor útil disponible para calefacción o producción de frío a partir del motor 1 (barras amarillas). [Elaboración propia].

En la siguiente gráfica se muestra cual es la demanda de calefacción no atendida (barras de color rojo), y en los meses en la que esta ha sido 100% cubierta o no supone demanda alguna, el calor residual puede aprovecharse en las máquinas de absorción (teniendo en cuenta el coeficiente de operación para cada uno de los meses), con lo que también se muestra el frío útil (contando con las pérdidas por distribución) producido (barras azules).



Gráfica 57. Demanda de calefacción no cubierta por el motor 1 (barras rojas) y frío útil disponible a partir del calor residual del mismo motor no empleado en calefacción. [Elaboración propia].

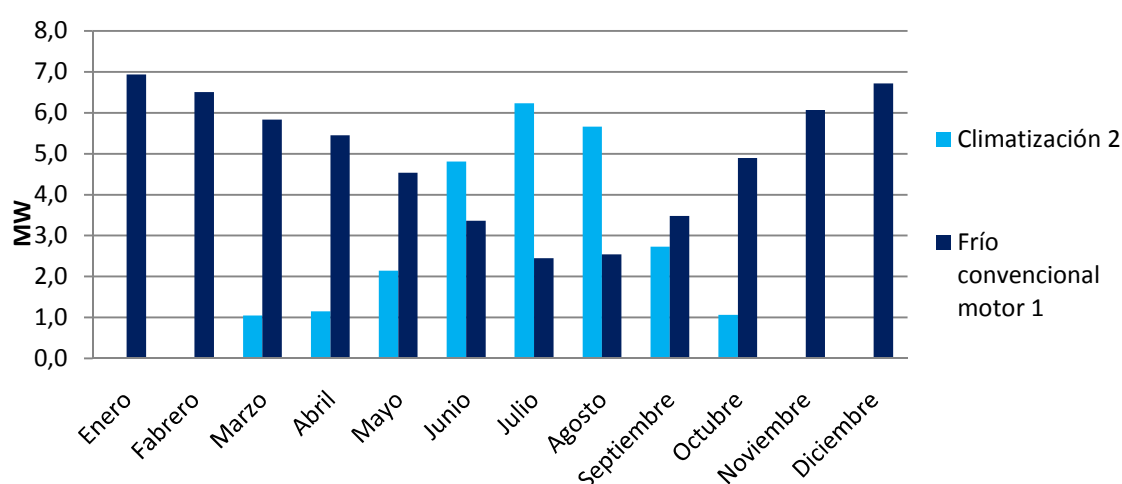
En la siguiente gráfica se muestra la demanda de climatización total, y el remanente (climatización 2) a partir de la aportación del calor residual del motor uno, mostrada en las barras azules de la gráfica anterior.



Gráfica 58. Demanda de la climatización total y la restante debido al aporte del motor uno. [Elaboración propia].

8.1.3.2 Efecto la potencia eléctrica

Como se mostró en apartados anteriores, el parámetro C_f indicaba que lo más conveniente es producir frío a partir de máquinas convencionales. Es por ello por lo que los 1,2MW de potencia eléctrica se dedicarán a la producción de frío para atender la demanda. De esta manera, y teniendo en cuenta los coeficientes de operación en cada mes del año, junto con las pérdidas en la red de distribución, podemos calcular la aportación neta de energía de frío. En la siguiente gráfica se muestra la demanda de climatización 2, junto con lo que la potencia eléctrica del motor puede aportar mes a mes:



Gráfica 59. Demanda de climatización dos (barras de color azul claro) y frío obtenido a partir de la potencia eléctrica del motor 1 (barras de color azul oscuro). [Elaboración propia].

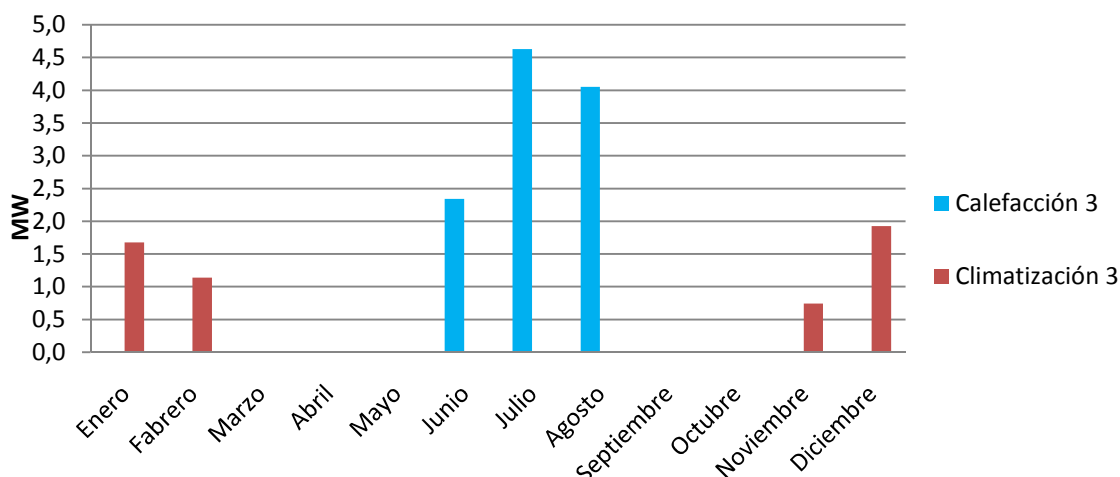
La variación del frío obtenido por compresión mecánica se debe a la influencia de la temperatura exterior. En invierno, debido a la menor diferencia de temperatura entre el foco frío de la máquina y el exterior, los coeficientes de operación son mayores.

La electricidad generada por el motor 1 se repartirá de la siguiente manera:

- En los meses en los que no haya demanda de climatización, la electricidad será vendida, a la red o al distrito, en función del modo de operación de la planta.
- En los meses en los que haya demanda de frío, esta será atendida en la mayor parte posible. En caso de que el frío generado sea superior al demandado, la electricidad excedente se venderá, o en los meses en los que no sea suficiente para cubrir toda la demanda de frío, se deberá acudir a un sistema de respaldo, tal y como se mostrará posteriormente.

8.1.3.3 Efecto global en la demanda

Las demandas energéticas remanentes de calor y frío, después de la primera fase de dimensionado, las cuales llamaremos “calefacción 3” (pese a ser igual que la designada anteriormente como calefacción 3, se cambia por homogeneidad) y “climatización 3” son las siguientes:



Gráfica 60. Demandas remanentes después de la primera fase de dimensionamiento.
[Elaboración propia].

Lo más importante a considerar de esta primera fase para el dimensionamiento total de la planta es que se asegura que el tamaño del motor elegido aporta parte de la energía total requerida para satisfacer la demanda del distrito, siendo a lo largo de los meses su calor residual empleado al 100% (para calor o para frío). Esto implica que, al no desperdiciar nada de calor, se mantiene el rendimiento eléctrico equivalente alto, y junto con la venta de electricidad generada, el periodo de amortización de este motor es pequeño.

El efecto más importante de la implementación de este motor es que la simultaneidad de demandas energéticas ha desaparecido, y en cada uno de los meses del año se requiere producir o solo calor, o solo frío.

Independientemente de la solución adoptada en la segunda fase del dimensionamiento de la planta, en este momento se puede indicar que durante 5 meses del año (Marzo, Abril, Mayo, Septiembre, Octubre) la planta se basta con la puesta en funcionamiento del motor uno. Con lo cual, durante casi la mitad del año la maquinaria está trabajando a carga parcial, ofreciendo la máxima eficiencia y el máximo ahorro de emisiones de gases contaminantes.



8.1.4 Emisiones de CO₂

Dado que el motor elegido ofrece el índice de ahorro energético menor, también son mínimas sus emisiones de gases contaminantes. En particular es interesante mostrar las referentes al dióxido de carbono.

Dado que la selección de este motor es compatible con las consideraciones tomadas en el punto “7. Dimensionamiento preliminar de la planta de cogeneración”, nos serviremos de la *gráfica 45* calculada en ese capítulo, para indicar cuál es el ahorro de emisiones en un año. Se considerará como válido el criterio *real*, por el cual obtenemos un ahorro en emisiones, considerando t el tiempo de operación de la planta en un año:

$$\Delta CO_2|_{real} \times t = 0,712 \times 10^5 \text{ kg}$$

8.1.5 Análisis económico II

El análisis económico de este apartado está basado en los resultados del que se hizo previamente, en el apartado “7.3.5 Análisis económico I”. Esto es válido, ya que el estudio del capítulo 7 está fundamentado en la atención a una demanda constante a lo largo del año. Como la estrategia llevada en esta primera fase de dimensionamiento se ha basado en instalar un motor que trabaje de la misma manera, a régimen constante durante todo el año, esta consideración es válida.

El tiempo de amortización de este motor, considerando como inversión los costes asociados al mismo (que a su vez incluyen ingeniería, el generador eléctrico, conexión a la red eléctrica, escapes, conexión a instalaciones de distribución de calor y frío, construcción y planta de potencia), los de operación y el combustible necesario para su funcionamiento se calcula a partir de la expresión correspondiente al modo de funcionamiento mostradas en el apartado “7.3.5.2 Retorno de la inversión”. A su vez se incluyen en este estudio económico las inversiones necesarias en los siguientes conceptos:

- Gastos de inversión en la máquina de absorción, por un coste de 80 mil€.
- Gastos de inversión de la red de distribución de energía térmica, por un coste de 407 mil€.
- Costes de inversión en el equipo de máquinas frigoríficas de respaldo, por un total de 560 mil€.
- Costes de inversión en el equipo de calderas de respaldo, por un total de 22 mil€.



El periodo será considerablemente pequeño, ya que al estar este motor diseñado para atender una demanda de carácter constante, no se incluyen los costes asociados a producción de calor o frío de respaldo. Con lo cual, el déficit de electricidad será nulo, y toda la electricidad producida se considerará para su uso en equipos de frío o para su inyección en la red.

Se pueden citar los siguientes datos económicos:

Inversión realizada: $\text{€}Inversion = 2,52 \text{ mill€}$

A partir de las expresiones del apartado “7.3.5.2 Retorno de la inversión” y su implementación en el programa informático de cálculo, los tiempos de amortización obtenidos, según el modo de funcionamiento son:

- Venta de calor y frío al distrito, e inyección de la electricidad generada a la red:
 - Ganancias anuales: $\Delta\text{€}_{v_{cf}} = 0,384 \text{ mill€}$
 - Factor económico de utilización de la energía: $FEUE_{v_{cf}} = 1,967$
 - Tiempo de amortización: $t_{amort_{v_{cf}}} = 6,5 \text{ años}$
- Venta de calor, frío y electricidad al distrito:
 - Ganancias anuales: $\Delta\text{€}_{v_{ecf}} = 0,437 \text{ mill€}$
 - Factor económico de utilización de la energía: $FEUE_{v_{ecf}} = 2,087$
 - Tasa de ahorro para el distrito si emplean suministro convencional: $T\Delta\text{€}_{v_{ecf}} = 0,384 \text{ mill€}$
 - Tiempo de amortización: $t_{amort_{v_{cf}}} = 5,73 \text{ años}$

La diferencia entre ambos periodos se debe a que, como se comentó anteriormente, la venta de electricidad a los puntos de consumo se hace el máximo precio de esta, por suponer cada cliente individualmente una potencia de consumo inferior a los 0,5 MW.

A partir de este punto se puede asegurar que el retorno de la inversión será en menos de 10 años.



8.2 SEGUNDA FASE DE DIMENSIONAMIENTO

Observando la *gráfica 60* se puede apreciar que la demanda no es adecuada para ser cubierta por otro motor. Primeramente, los valores son muy dispares de un mes a otro, y segundo, la elevada potencia de frío en verano, si debiera de ser cubierta por un motor, debería ser de mayor potencia que el anteriormente sugerido para la primera fase de dimensionamiento. Esto haría que el rendimiento global de la planta fuera menor, aumentando el tiempo de amortización y las emisiones de gases contaminantes.

Un motor atendiendo dicha demanda debería regular su carga mes a mes, lo que el bajo rendimiento que esto acarrearía, aumentaría el gasto de combustible necesario. Además, al estar parado cinco meses al año, el beneficio que este conllevaría a la planta sería muy pequeño.

La solución óptima para cubrir esta demanda remanente es el uso de equipos de respaldo. Durante los meses con demanda de calefacción, se emplearan calderas de respaldo. Según el apartado “7.3.5.1 *Capital fijo invertido*”, se han seleccionado tres calderas de respaldo, siendo cada una de ellas de 1,2MW de potencia.

Durante los meses con demanda de climatización, se recurrirá a los equipos de respaldo frigorífico. Según el apartado “7.3.5.1 *Capital fijo invertido*”, se han seleccionado tres equipos, dos de 2,5MW_f y otro de 2MW_f.

Dado que estos equipos muestran siempre altos rendimientos (o coeficientes de operación) independientemente de su carga, queda a criterio del operador de la planta cuales poner el funcionamiento para atender la demanda restante de la *Gráfica 60*.

Según el criterio adoptado de dimensionamiento de la planta de cogeneración, se ha considerado necesario hacer que la potencia de respaldo sea la total requerida en caso de que los motores no funcionen por avería, o tareas de mantenimiento. Por lo tanto, se asegura que la demanda remanente estará totalmente cubierta.

8.2.1 Análisis económico III

En el caso de equipos de respaldo, su precio es relativamente bajo, con lo que suponen tiempos de amortización pequeños. Al estar dichos equipos de respaldo incluidos en los cálculos económicos del apartado “8.1.5 Análisis económico”, el tiempo de amortización obtenido previamente ya incluye la inversión que ellos suponen.

El efecto en la economía de la planta que estos elementos implica, se basa en el balance de la actividad económica que suponen: compra de combustible para atender la caldera y compra de electricidad para las máquinas de refrigeración por un lado, y por otro lado obtención de beneficios por la venta de la energía producida. Según el tipo de demanda, calor o frío, los efectos son los siguientes:

- Debido a las reducciones a los clientes, el precio de compra del gas natural es superior al de venta de calor, con lo que es de suponer la actividad generará pérdidas económicas. A partir de la siguiente expresión calculamos los gastos que supone cubrir la demanda remanente de calor con las calderas:

$$\text{€}_{cald_d_remanente} = PR_{gn} \times \frac{Q_{c_mens}}{\eta_q} - PR_{calor_v_cliente} \times Q_{c_mens}$$

El término Q_{c_mens} recoge la cantidad adicional de energía debida a pérdidas en los circuitos y en los acumuladores de calor.

El gasto anual que supone la actividad de las calderas de respaldo para atender la demanda remanente es de 22 mil€.

- Debido al alto precio de la electricidad comprada, y la reducción a los clientes hecha en la venta de frío, supondrá cierto gasto afrontar la demanda remanente de frío con el sistema de respaldo. Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\text{€}_{cald_d_remanente} = PR_{e_c} \times \frac{Q_{f_mens}}{COP_{mens}} - PR_{frío_v_cliente} \times Q_{f_mens}$$

El término Q_{f_mens} recoge la cantidad adicional de energía debida a pérdidas en los circuitos y en los acumuladores de frío.

El gasto anual que supone la actividad de los equipos frigoríficos de respaldo para atender la demanda remanente es de 91000 mil€.

Aunque las pérdidas asociadas a la producción de energía térmica con equipo de respaldo se den, son parte de la inversión global en la planta de cogeneración. Suponen un total de 113000 mil€ anuales, que frente a los 2,52 mill€ que se requieren en total, suponen un efecto del 6,5%. Dichas pérdidas no se consideraran como tales, sino como efecto retardante del tiempo de amortización.



Para mayor precisión de los resultados finales, se muestra el efecto de esta inversión extra que se debe asumir recalculando los tiempos de amortización.

- Venta de calor y frío al distrito, e inyección de la electricidad generada a la red:
 - Ganancias anuales: $\Delta\epsilon_{v_{cf}} = 0,271 \text{ mill€}$
 - Factor económico de utilización de la energía: $FEUE_{v_{cf}} = 1,967$
 - Tiempo de amortización: $t_{amort_{v_{cf}}} = 9,3 \text{ años}$
- Venta de calor, frío y electricidad al distrito:
 - Ganancias anuales: $\Delta\epsilon_{v_{ecf}} = 0,437 \text{ mill€}$
 - Factor económico de utilización de la energía: $FEUE_{v_{ecf}} = 2,087$
 - Tasa de ahorro para el distrito si emplean suministro convencional: $T\Delta\epsilon_{v_{ecf}} = 0,384 \text{ mill€}$
 - Tiempo de amortización: $t_{amort_{v_{cf}}} = 7,77 \text{ años}$



Capítulo 9

CONCLUSIONES

A lo largo de este proyecto se ha mostrado el proceso para dimensionar una planta de cogeneración adecuada para un distrito en particular. Se ha llevado a cabo una estrategia de diseño que ha permitido simplificar los cálculos y obtener resultados de una forma rápida y eficaz.

Se ha demostrado que en ausencia de primas o apoyo económico, es posible hacer rentable una planta de producción de energía en régimen especial, y satisfacer una serie de aspectos básicos sobre los que se fundamenta la filosofía de la cogeneración.

Actualmente, hasta que la tecnología evolucione y haga posible que haya nuevos caminos de obtener energía de una forma más eficiente, económica y respetuosa con el medio ambiente, lo primordial es tratar de conservar los recursos fósiles que tenemos durante el mayor periodo de tiempo. Esto se consigue con la inclusión de



plantas de obtención de energía con un alto rendimiento y aprovechamiento de los recursos renovables que se encuentran en la naturaleza.

La cogeneración juega un papel crucial en ello, y se ha demostrado con los resultados numéricos de este proyecto que realmente es así. El aprovechamiento de calor residual hace posible que la cantidad de energía primaria requerida sea inferior que la necesitada por una planta convencional que produciría la misma energía, en sus distintas variables: electricidad, calor y frío.

El efecto en la reducción de las emisiones de gases contaminantes también ha quedado plasmado, dado el ahorro en toneladas en CO₂ liberado a la atmosfera por la planta diseñada. Esta reducción está fundamentada en el ahorro de combustible que los recuperadores de calor hacen posible, evitando así la combustión de mayores cantidades de gas natural.

Todo proyecto en ingeniería, por muchos beneficios y aportes que haga, debe ser viable económicamente para que su ejecución sea posible. En el presente proyecto se ha demostrado que bajo los criterios adecuados de diseño, la puesta en funcionamiento de una planta con tecnología de cogeneración conlleva unos tiempos de amortización muy bajos. Esto es posible gracias a que la recuperación de calor residual de los motores térmicos aumenta el cupo de energías útiles producidas por la planta, sin conllevar un gasto adicional, más que en equipos económicos (en comparación con el coste global de la planta) y fáciles de amortizar. El cogenerador tiene una oferta múltiple de energías a ofrecer, las cuales puede vender a un precio inferior al que supondría obtenerlas por parte de sistemas convencionales. Esto se traduce en unos beneficios anuales continuos, que en pocos años han cubierto la inversión inicial, y aportan beneficios netos.

En definitiva, la cogeneración es una solución muy conveniente desde cualquier punto de vista. Este proyecto ha tratado de demostrar este hecho, satisfaciendo una demanda de una urbanización real y obteniendo resultados que, gracias a la seriedad con la que se ha redactado, dan una clara y veraz referencia de ello.





Capítulo 10

BIBLIOGRAFÍA

Las siguientes fuentes han sido consultadas para la realización de este proyecto:

- REAL DECRETO-LEY 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad.



- REAL DECRETO 661/207, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- “La energía en España 2010”. MITyC.
- “Informe Sistema Eléctrico Español 2009”. Red Eléctrica Española.
- “Informe Sistema Eléctrico Español 2010”.
- “District heating and cooling for business buildings in Madrid”. Pedro A. Rodríguez-Aumente, María del Carmen Rodríguez-Hidalgo*, José I. Nogueira, Antonio Lecuona, María del Carmen Venegas. Universidad Carlos III de Madrid.
- “Informe mensual de supervisión del mercado mayorista de gas”. Comisión Nacional de Energía.
- “Sostenibilidad de España 2011”. Observatorio de sostenibilidad en España.
- “Plan de energías renovables 2011-2020”. MITyC

Documentación consultada junto con el código empleado para referenciarlo a lo largo del proyecto:

- [DOC01] “Proyecto Indel, Atlas de la demanda eléctrica Española”.
- [DOC02] “Documentación de la asignatura “Instalaciones Fluidotérmicas” de 5º curso de Ingeniería Industrial, especialidad Tecnologías Energéticas. Universidad Carlos III de Madrid”.
- [DOC03] “Guía práctica de la energía para la rehabilitación de edificios”.
- [DOC04] “Documento básico de ahorro de energía del código técnico de la edificación”.
- [DOC05] “Documento de la cogeneración”. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- [DOC06] “Visión histórica de la cogeneración en España”. Cogen-España.
- [DOC07] “Energía 2011”. Foro de la Industria Nuclear Española.
- [DOC08] “Guía del consumo inteligente”. Red Eléctrica de España
- [DOC09] “Energía 2009”. Foro de la Industria Nuclear Española.
- [DOC10] “Información mensual de supervisión del mercado mayorista de gas”.
- [PFC01] “Proyecto Fin de Carrera: Análisis técnico económico de la cogeneración en el sector residencial.

Páginas webs consultadas para la búsqueda de información:

- Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>
- Cogen España: <http://www.cogenspain.org/>
- Foro Nuclear: <http://www.foronuclear.org/>
- Comisión Nacional de la Energía: <http://www.cne.es/cne/Home>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: <http://www.idae.es/>
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: www.mityc.com



Capítulo 11

ANEXOS

- Código del programa desarrollado en Matlab.



- Código del programa desarrollado en Matlab.

Con el código que se muestra a continuación se ha realizado el cálculo de las pérdidas térmicas de la red y el cálculo de las pérdidas de presión. A partir de él se han obtenido todos los resultados mostrados relevantes a este tema.

INICIO DEL CÓDIGO

```
clc
%Constantes

g = 9.81; %m/s^2

% Constantes del agua

dens = 1000; %kg/m^3
visc = 1e-3; %kg/(m*s)

%Dimensiones y características de los conductos

L = [92.3 138.2 102 436 133 108 51 709];
nc = 8; %numero de conductos
rug = 0.002;
L_retorno = 286.2; %m

i=1;
L_aux=0;
while i<nc
    for i = 1:nc;
        L_total = L_aux+L(i);
        L_aux=L_total;
        i = i+1;
    end
end

i=1;
L_aux1=0;
while i<7
    for i = 1:7;
        L_as = L_aux1+L(i);
        L_aux1=L_as;
        i = i+1;
    end
end

i=7;
L_aux2=0;
while i<nc
    for i = 7:nc;
        L_ai = L_aux2+L(i);
        L_aux2=L_ai;
    end
end
```



```
i = i+1;
end
end

% Matriz de conectividad E

E1 = [1 -1 0 0 0 0];
E2 = [0 1 -1 0 0 0];
E3 = [0 1 -1 0 0 0];
E4 = [0 0 1 -1 0 0];
E5 = [0 0 0 1 -1 0];
E6 = [0 0 0 1 -1 0];
E7 = [0 0 0 0 1 -1];
E8 = [1 0 0 0 0 -1];

E = [E1 ; E2 ; E3 ; E4 ; E5 ; E6 ; E7 ; E8];
%Constantes termodinámicas
Cp = 4180; %J/(kgK)

%Estado termodinámico del anillo de calor
T1_cal=130+273; %K
T2_cal=90+273; %K
AT_cal=T1_cal-T2_cal; %K

%Estado termodinámico del anillo de frío
T1_cli=5+273; %K
T2_cli=15+273; %K
AT_cli=T2_cli-T1_cli; %K

%Salto térmico para el agua fría
AT=15; %C

%Demanda de calor
Qdmax = 3.55*10^6; %J/s
Qdmax_viv = 3.41e6; %J/s
Qdmax_lc = 0.123e6; %J/s

%Parametro proporcional del suministro

%viviendas
i = 1:nc;
Nb = [0 0 4.5 9 0 5 1 18 0]; %Numero de bloques
Nt = 37.5;
p_viv(i) = Nb(i)/Nt;
%locales comerciales
sup_lc = [0 980 239 378 1252 246 88 292 0]; %Superficie locales
sup_tot = 3175; %m^2
p_lc(i) = sup_lc(i)/sup_tot;

%Aporte de calor por cada conducto i
Q_conduct(i) = (p_viv(i)*Qdmax_viv)+(p_lc(i)*Qdmax_lc);

i=1;
```



```
Q_aux=0;
while i<nc
    for i = 1:nc;
        Q_total = Q_aux+Q_conduct(i);
        Q_aux=Q_total;
        i = i+1;
    end
end

i=1;
Q_aux1=0;
while i<7
    for i = 1:7;
        Q_as = Q_aux1+Q_conduct(i);
        Q_aux1=Q_as;
        i = i+1;
    end
end

i=7;
Q_aux2=0;
while i<nc
    for i = 8:nc;
        Q_ai = Q_aux2+Q_conduct(i);
        Q_aux2=Q_ai;
        i = i+1;
    end
end

%Demandas mensuales totales
dem_cal_viv = [3.16 2.63 1.24 1.49 0.71 0 0 0 0.16 0.46 2.26
3.41]*10^6;
dem_cal_lc = [123.1 114 83.5 58.1 25.35 0 0 0 7.23 35.41 96.22
136.83]*10^3;

dem_cli_viv = [0 0 1.21 1.16 2.53 5.43 6.79 6.31 3.43 1.71 0 0]*10^6;
dem_cli_lc = [0 0 3.5 7.68 27.98 68.66 112 106.1 63.5 16.3 0 0]*10^3;
%Coeficientes de reparto por anillos
coef_as_viv = [0.52 0.52 0.52 0.52 0.52 0.52 0.52 0.52 0.52 0.52 0.52 0.52
0.52];
coef_as_lc = [0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92
0.92];
coef_ai_viv = 1 - coef_as_viv;
coef_ai_lc = 1 - coef_as_lc;

%Demandas de calor y climatización para cada anillo
for i =1:12
    dem_cal_as(i) = (dem_cal_viv(i)).*coef_as_viv(i) +
(dem_cal_lc(i)).*coef_as_lc(i);
    dem_cli_as(i) = (dem_cli_viv(i)).*coef_as_viv(i) +
(dem_cli_lc(i)).*coef_as_lc(i);

    dem_cal_ai(i) = (dem_cal_viv(i)).*(coef_ai_viv(i)) +
(dem_cal_lc(i)).*coef_ai_lc(i);
```



```
dem_cli_ai(i) = (dem_cli_viv(i)).*(coef_ai_viv(i)) +  
(dem_cli_lc(i))*coef_ai_lc(i);  
end  
dem_cal_as;  
dem_cli_as;  
  
dem_cal_ai;  
dem_cli_ai;  
  
%Demanda de calor y climatización para cada conducto  
%Coeficientes de reparto  
coef_viv = [0 4.5 9 0 5 1 18]/37.5;  
coef_lc = [980 239 718 1152 246 88 292]/3715;  
  
for i = 1:12  
    for j = 1:7  
  
dem_cal_conducto(i,j)=dem_cal_viv(i).*coef_viv(j)+dem_cal_lc(i).*coef_  
lc(j);  
end  
end  
for i = 1:12  
    for j = 1:7  
  
dem_cli_conducto(i,j)=dem_cli_viv(i).*coef_viv(j)+dem_cli_lc(i).*coef_  
lc(j);  
end  
end  
  
%Pérdidas térmicas  
coef_calor_as = 1*(L_as/1000); % %/km  
coef_frio_as = 0.2*(L_as/1000); % %/km  
coef_calor_ai = 1*(L_ai/1000); % %/km  
coef_frio_ai = 0.2*(L_ai/1000); % %/km  
coef_calor_retorno = 1*(L_retorno/1000); % %/km  
coef_frio_retorno = 0.2*(L_retorno/100); % %/km  
  
for i = 1:12  
    per_t_cal_as(i)=(coef_calor_as./100).*dem_cal_as(i);  
end  
for i = 1:12  
    per_t_cli_as(i)=(coef_frio_as./100).*dem_cli_as(i);  
end  
for i = 1:12  
    per_t_cal_ai(i)=(coef_calor_ai./100).*dem_cal_ai(i);  
end  
for i = 1:12  
    per_t_cli_ai(i)=(coef_frio_ai./100).*dem_cli_ai(i);  
end  
  
%Pérdidas en el anillo de retorno  
for i = 1:12  
    per_retorno_cal(i)=(coef_calor_retorno./100).*dem_cal_as(i);  
end
```



```
for i = 1:12
    per_retorno_cli(i)=(coef_frio_retorno./100).*dem_cli_as(i);
end

    %Perdidas globales de calefacción y frío
for i = 1:12
    per_total_cal(i)= per_t_cal_as(i) +
per_t_cal_ai(i)+per_retorno_cal(i);
end
for i = 1:12
    per_total_cli(i) = per_t_cli_as(i) +
per_t_cli_ai(i)+per_retorno_cli(i);
end
per_total_cal;
per_total_cli;

    %Coeficiente de reparto en el conducto de retorno
for i = 1:12

coef_reparto_retorno_calor(i)=dem_cal_as(i)./(dem_cal_as(i)+dem_cal_ai
(i));
end

for i = 1:12
    a(i)=coef_reparto_retorno_calor(i);
end
for i = 1:12
    c(i) = 1 - a(i);
end

for i = 1:12

coef_reparto_retorno_frio(i)=dem_cli_as(i)./(dem_cli_ai(i)+dem_cli_as(
i));
end

for i = 1:12
    b(i)=coef_reparto_retorno_frio(i);
end
for i = 1:12
    d(i) = 1 - b(i);
end

%PÉRDIDAS ANILLO SUPERIOR, CALEFACCIÓN
for i = 1:12
m_cal_as(i)=(dem_cal_as(i)+per_t_cal_as(i)+a(i).*per_retorno_cal(i))./(
(Cp.*AT_cal); %kg/s
cau_cal_as(i)=m_cal_as(i)./dens; %m^3/s
D_as_cal = 0.12; %cm
A_as_cal(i)=(pi/4).*D_as_cal^2;
v_cal_as(i) = cau_cal_as(i)./A_as_cal(i);
```



```
Re_cal_as(i) = (dens.*v_cal_as(i)*D_as_cal)./visc;
f_cal_as(i)=(0.79.*log(Re_cal_as(i))-1.64).^2;
AP_cal_as(i)=0.5.*dens.*(v_cal_as(i).^2).*((L_as*1.2)./D_as_cal).*f_cal_as(i);
Wb_cal_as(i)=AP_cal_as(i).*cau_cal_as(i);
end
m_cal_as;
v_cal_as;
AP_cal_as;
Wb_cal_as;

%PÉRDIDAS ANILLO SUPERIOR, CLIMATIZACIÓN
for i = 1:12
m_cli_as(i)=(dem_cli_as(i)+per_t_cli_as(i)+b(i).*per_retorno_cli(i))./(Cp.*AT_cli); %kg/s
cau_cli_as(i)=m_cli_as(i)./dens; %m^3/s
D_as_cli = 0.30; %cm
A_as_cli(i)=(pi/4).*D_as_cli^2;
v_cli_as(i) = cau_cli_as(i)./A_as_cli(i);

Re_cli_as(i) = (dens.*v_cli_as(i)*D_as_cli)./visc;
f_cli_as(i)=(0.79.*log(Re_cli_as(i))-1.64).^2; %Petukhov
AP_cli_as(i)=0.5.*dens.*(v_cli_as(i).^2).*((L_as*1.2)./D_as_cli).*f_cli_as(i);
Wb_cli_as(i)=AP_cli_as(i).*cau_cli_as(i);
end

m_cli_as
v_cli_as
AP_cli_as;
Wb_cli_as;

%PÉRDIDAS ANILLO INFERIOR, CALEFACCIÓN
for i = 1:12
m_cal_ai(i)=(dem_cal_ai(i)+
per_t_cal_as(i)+c(i).*per_retorno_cal(i))./(Cp.*AT_cal); %kg/s
PROBLEMA PARENTESIS
cau_cal_ai(i)=m_cal_ai(i)./dens; %m^3/s
D_ai_cal = 0.12; %cm
A_ai_cal(i)=(pi/4).*D_ai_cal^2;
v_cal_ai(i) = cau_cal_ai(i)./A_ai_cal(i);

Re_cal_ai(i) = (dens.*v_cal_ai(i).*D_ai_cal)./visc;
f_cal_ai(i)=(0.79.*log(Re_cal_ai(i))-1.64).^2;
AP_cal_ai(i)=0.5.*dens.*(v_cal_ai(i).^2).*((L_ai*1.2)./D_ai_cal).*f_cal_ai(i);
Wb_cal_ai(i)=AP_cal_ai(i).*cau_cal_ai(i);
end
m_cal_ai;
v_cal_ai;

m_cli_ai
v_cli_ai
```



```
%PÉRDIDAS ANILLO INFERIOR, CLIMATIZACIÓN
for i = 1:12
m_cli_ai(i)=(dem_cli_ai(i)+
per_t_cli_ai(i)+d(i).*per_retorno_cli(i))./(Cp.*AT_cli); %kg/s
cau_cli_ai(i)=m_cli_ai(i)./dens; %m^3/s
D_ai_cli = 0.30; %cm
A_ai_cli(i)=(pi/4).*D_ai_cli^2;
v_cli_ai(i) = cau_cli_ai(i)./A_ai_cli(i);

Re_cli_ai(i) = (dens.*v_cli_ai(i).*D_ai_cli)./visc;
f_cli_ai(i)=(0.79.*log(Re_cli_ai(i))-1.64).^2;
AP_cli_ai(i)=0.5.*dens.*(v_cli_ai(i).^2).*((L_ai*1.2)./D_ai_cli).*f_cl
i_ai(i);
Wb_cli_ai(i)=AP_cli_ai(i).*cau_cli_ai(i);
end

%Conducto de retorno calor
for i = 1:12
m_retorno_calor(i)=m_cal_as(i)+m_cal_ai(i); %kg/s
cau_retorno_calor(i)=m_retorno_calor(i)./dens; %m^3/s
D_retorno_calor = 0.12; %cm
A_retorno_calor(i)=(pi/4).*D_retorno_calor^2;
v_retorno_calor(i) = cau_retorno_calor(i)./A_retorno_calor(i);

Re_retorno_calor(i) =
(dens.*v_retorno_calor(i).*D_retorno_calor)./visc;
f_retorno_calor(i)=(0.79.*log(Re_retorno_calor(i))-1.64).^2;
AP_retorno_calor(i)=0.5.*dens.*(v_retorno_calor(i).^2).*((L_retorno*1.
2)./D_retorno_calor).*f_retorno_calor(i);
Wb_retorno_calor(i)=AP_retorno_calor(i).*cau_retorno_calor(i);
end

%Conducto de retorno de frio
for i = 1:12
m_retorno_frio(i)=m_cli_as(i)+m_cli_ai(i); %kg/s
cau_retorno_frio(i)=m_retorno_frio(i)./dens; %m^3/s
D_retorno_frio = 0.30; %cm
A_retorno_frio(i)=(pi/4).*D_retorno_frio^2;
v_retorno_frio(i) = cau_retorno_frio(i)./A_retorno_frio(i);

Re_retorno_frio(i) = (dens.*v_retorno_frio(i).*D_retorno_frio)./visc;
f_retorno_frio(i)=(0.79.*log(Re_retorno_frio(i))-1.64).^2;
AP_retorno_frio(i)=0.5.*dens.*(v_retorno_frio(i).^2).*((L_retorno*1.2)
./D_retorno_frio).*f_retorno_frio(i);
Wb_retorno_frio(i)=AP_retorno_frio(i).*cau_retorno_frio(i);
end

%Caída de presión total

for i = 1:12
AP_total_calor(i)=AP_cal_as(i)+AP_retorno_calor(i);
```



```
Wb_total_calor(i) =  
((m_cal_as(i)+m_cal_ai(i))/dens).*AP_total_calor(i);  
  
AP_total_frio(i)=AP_cli_as(i)+AP_retorno_frio(i);  
Wb_total_frio(i) = ((m_cli_as(i)+m_cli_ai(i))/dens).*AP_total_frio(i);  
end
```

FINAL DEL CÓDIGO

